

---

# **DIPLOMARBEIT**

---

Herr  
**Stefan Stebegg**

**Standortanalyse und Wirtschaftlichkeits-  
untersuchung einer Kleinwindkraftanlage**

2013

# **DIPLOMARBEIT**

---

## **Standortanalyse und Wirtschaftlichkeits- untersuchung einer Kleinwindkraftanlage**

Autor:

**Herr Stefan Stebegg**

Studiengang:

**Wirtschaftsingenieurwesen**

Seminargruppe:

**KW08w2WA**

Erstprüfer:

**Prof., Diplom-Kaufmann,  
Dr. rer. pol. Andreas Hollidt**

Zweitprüfer:

**Prof., Dr. rer. oec. Johannes N. Stelling**

Einreichung:

**20.02.2013**

Verteidigung/Bewertung:

### **Bibliographische Beschreibung:**

Stebegg, Stefan:

Standortanalyse und Wirtschaftlichkeitsuntersuchung einer Kleinwindkraftanlage  
- 2013 - 93 S.

Mittweida, Hochschule Mittweida, Fakultät Wirtschaftswissenschaften,  
Diplomarbeit, 2013

### **Referat:**

Ziel der Diplomarbeit ist es, für einen gegebenen Standort die wirtschaftlichste Variante einer Kleinwindkraftanlage zu finden. Nicht jeder Standort bietet die Voraussetzung für die Errichtung von Kleinwindkraftanlagen. Eine Analyse des Standortes im Vorfeld steckt die Rahmenbedingungen für die weitere Projektierung ab. Nach wirtschaftlicher Untersuchung zweier Anlagen wird konkret die Sensitivität einer Anlage auf Änderungen diverser Eingangskriterien betrachtet. Mögliche Risiken werden aufgezeigt und Vorschläge für Maßnahmen werden erläutert.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>I</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>IV</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>V</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>VII</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Problemstellung	1
1.2 Zielsetzung	1
1.3 Methodische Vorgehensweise	1
<b>2 Einführung in das Thema Windkraft</b>	<b>2</b>
2.1 Entwicklung Windkraft Österreich	2
2.2 Entwicklung Windkraft Steiermark	3
<b>3 Grundlagen Windkraft</b>	<b>4</b>
3.1 Technische Grundlagen	4
3.2 Örtliche Gegebenheiten	9
<b>4 Vorplanungen</b>	<b>12</b>
4.1 Rechtliche Faktoren	12
4.1.1 Bauordnung	12
4.1.2 Raumordnung	13
4.1.3 Naturschutz	14
4.1.4 Elektrizitätsrecht	15
4.1.5 Ökostromgesetz und Einspeisetarife	17
4.2 Standort	17
4.3 Technik	18
<b>5 Standortanalyse</b>	<b>19</b>
5.1 Wind	19
5.2 Baugrund	21
5.3 Infrastruktur	21
<b>6 Kostenermittlung</b>	<b>22</b>
6.1 Grundlagen Kostenträger	22



6.1.1	Anlagenkosten .....	22
6.1.2	Fundament .....	22
6.1.3	Netzanschluss .....	23
6.1.4	Geländeerschließung .....	23
6.1.5	Planung und Genehmigung .....	23
6.1.6	Standortanalyse .....	23
6.2	Anlagenunabhängige Kosten .....	24
6.3	Projektkosten .....	27
6.3.1	Projekt A.....	27
6.3.2	Projekt B.....	28
6.4	Betriebskosten .....	29
6.4.1	Betriebskosten Projekt A .....	29
6.4.2	Betriebskosten Projekt B .....	29
<b>7</b>	<b>Ertragsermittlung .....</b>	<b>30</b>
7.1	Jahresleistung .....	30
7.1.1	Projekt A.....	30
7.1.2	Projekt B.....	31
7.2	Vergütung zum Einspeisetarif .....	32
7.3	Vergütung zum Marktpreis mit Eigenbedarfsanteil.....	33
<b>8</b>	<b>Investitionsvergleich.....</b>	<b>35</b>
8.1	Investitionsrechnung .....	35
8.1.1	Projekt A.....	35
8.1.2	Projekt B.....	36
8.2	Bewertung .....	36
8.3	Einsparungspotential.....	38
8.3.1	Investitionsrechnung nach Einsparung.....	40
<b>9</b>	<b>Sensitivitätsanalyse .....</b>	<b>41</b>
9.1	Marktpreis und Variation von Eigenbedarf .....	41
9.2	Einspeisetarif und Variation von Eigenbedarf.....	44
9.3	Veränderung Windverhältnisse .....	46
9.4	Veränderung Windverteilung.....	53
<b>10</b>	<b>Schlussbetrachtung .....</b>	<b>58</b>
10.1	Marktpreis und Variation von Eigenbedarf .....	58

---

10.1.1	Risiko und Konsequenz.....	58
10.1.2	Maßnahmen .....	58
10.2	Einspeisetarif und Variation von Eigenbedarf.....	58
10.2.1	Risiko und Konsequenz.....	58
10.2.2	Maßnahmen .....	59
10.3	Veränderung Windverhältnisse .....	59
10.3.1	Risiko und Konsequenz.....	59
10.3.2	Maßnahmen .....	59
10.4	Veränderung Windverteilung.....	59
10.4.1	Risiko und Konsequenz.....	59
10.4.2	Maßnahmen .....	60
<b>11</b>	<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>61</b>
	<b>Anhang .....</b>	<b>VIII</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>XXVII</b>
	<b>Selbstständigkeitserklärung .....</b>	<b>XXIX</b>

---

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verteilung Windkraftnutzung Österreich .....	2
Abbildung 2: Installierte und errichtete Leistung 1994-2012 .....	3
Abbildung 3: Wichtigste Komponenten Windkraftanlage .....	4
Abbildung 4: Bauformen horizontale Windräder .....	5
Abbildung 5: Bauformen vertikale Windräder .....	6
Abbildung 6: Turmentwürfe aus Stahl und Beton .....	7
Abbildung 7: Zusammenhang von Windgeschwindigkeit und Generatorleistung .....	8
Abbildung 8: Windkarte Oststeiermark .....	10
Abbildung 9: Satellitenfoto vom Standort .....	18
Abbildung 10: Windatlas Österreich .....	19
Abbildung 11: Satellitenfoto von möglicher Verkabelung .....	24
Abbildung 12: Satellitenfoto von möglicher Straßenanbindung .....	25

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gliederung der im Umweltbericht zu behandelnden Themenbereiche und Sachthemen .....	13
Tabelle 2: Gliederung der im Umweltbericht zu behandelnden Themenbereiche und Sachthemen .....	14
Tabelle 3: Vorabkriterien Windkraftanlage .....	18
Tabelle 4: Häufigkeitsverteilung Windgeschwindigkeiten .....	20
Tabelle 5: Berechnung Kosten Netzanschluss.....	24
Tabelle 6: Berechnung Kosten Planung und Genehmigung .....	25
Tabelle 7: Berechnung Kosten Standortanalyse .....	26
Tabelle 8: Berechnung standortbezogene Kosten .....	26
Tabelle 9: Berechnung Projektkosten - Projekt A.....	27
Tabelle 10: Berechnung Projektkosten - Projekt B.....	28
Tabelle 11: Berechnung Betriebskosten - Projekt A.....	29
Tabelle 12: Berechnung Betriebskosten - Projekt B.....	29
Tabelle 13: Berechnung Kilowattstunden pro Jahr - Projekt A.....	31
Tabelle 14: Berechnung Kilowattstunden pro Jahr - Projekt B.....	32
Tabelle 15: Ertragsermittlung zum Marktpreis mit Eigenbedarfsanteil - Projekt A.....	33
Tabelle 16: Ertragsermittlung zum Marktpreis mit Eigenbedarfsanteil - Projekt B.....	34
Tabelle 17: Investitionsrechnung Projekt A .....	35
Tabelle 18: Investitionsrechnung Projekt B .....	36
Tabelle 19: Berechnung Einsparungspotential.....	38
Tabelle 20: Berechnung Anlagenkosten nach Einsparung.....	39
Tabelle 21: Investitionsrechnung nach Einsparung.....	40
Tabelle 22: Berechnung Jahresergebnis bei Marktpreis und Variation von Eigenbedarf .....	42
Tabelle 23: Berechnung Kapitalwerte bei Marktpreis und Variation von Eigenbedarf .....	43
Tabelle 24: Kritische Werte – Marktpreis und Variation von Eigenbedarf .....	44
Tabelle 25: Berechnung Kapitalwert bei Einspeisetarif und Variation von Eigenbedarf.....	45
Tabelle 26: Berechnung Kilowattstunden pro Jahr bei 80% Windaufkommen .....	47
Tabelle 27: Berechnung Jahresergebnis der Jahre 14 bis 20 bei 80% Windaufkommen.....	47
Tabelle 28: Kapitalwertentwicklung bei 80 % Windaufkommen .....	48
Tabelle 29: Berechnung Kilowattstunden pro Jahr bei 120% Windaufkommen ....	49

---

Tabelle 30: Berechnung Jahresergebnis der Jahre 14 bis 20 bei 120% Windaufkommen.....	49
Tabelle 31: Kapitalwertentwicklung bei 120 % Windaufkommen .....	50
Tabelle 32: Berechnung Kilowattstunden pro Jahr bei 96 % Windaufkommen .....	50
Tabelle 33: Kapitalwertentwicklung bei 96 % Windaufkommen .....	51
Tabelle 34: Zusammenfassung der Kapitalwerte bei Variation des Windaufkommens.....	52
Tabelle 35: Berechnung Kilowattstunden pro Jahr bei Windverteilung Variante A.....	54
Tabelle 36: Berechnung Jahresergebnis der Jahre 14 bis 20 bei der Windverteilung Variante A .....	54
Tabelle 37: Berechnung Kilowattstunden pro Jahr bei Windverteilung Variante B.....	55
Tabelle 38: Berechnung Jahresergebnis der Jahre 14 bis 20 bei der Windverteilung Variante B .....	56
Tabelle 39: Zusammenfassung der Kapitalwerte bei Variation der Windverteilung.....	57

## Abkürzungsverzeichnis

<b>ROG</b>	Raumordnungsgesetz
<b>SUP</b>	Strategische Umweltprüfung
<b>UVP</b>	Umweltverträglichkeitsprüfung
<b>UEP</b>	Umwelterheblichkeitsprüfung
<b>kW</b>	Kilowatt
<b>m/s</b>	Meter pro Sekunde
<b>MW</b>	Megawatt
<b>m</b>	Meter
<b>m<sup>3</sup></b>	Kubikmeter
<b>EBA</b>	Eigenbedarfsanteil
<b>bzw.</b>	beziehungsweise

# **1 Einleitung**

## **1.1 Problemstellung**

Seit jeher wurde erneuerbare Energie in den verschiedensten Formen genutzt. Allerdings gaben erst der steigende Energiebedarf und die steigenden Umweltverschmutzungen den Anlass, bei der Energieproduktion vermehrt auf erneuerbare Energieträger wie Sonne, Wasser oder Wind zu setzen. Diese Ressourcen stehen in einem gewissen Maß für Jedermann zur freien Verfügung, müssen jedoch sinnvoll genutzt werden. Das Problem und die Frage sind, wie die verfügbaren Standorte zweckmäßig genutzt werden können, denn nicht jeder Standort ist auch wirtschaftlich.

## **1.2 Zielsetzung**

Ziel der folgenden Arbeit ist es, für einen gegebenen Standort die wirtschaftlichste Variante einer Kleinwindkraftanlage zu finden, und mögliche Risiken der Projektierung im Vorfeld zu untersuchen. Zur Wahl stehen zwei Anlagen, eine Anlage mit 15 kW Nennleistung und eine Anlage mit 10 kW Nennleistung.

## **1.3 Methodische Vorgehensweise**

Die Diplomarbeit gliedert sich in drei Abschnitte. Der erste Abschnitt führt in das grundsätzliche Thema Windkraft ein und vermittelt wichtige Grundlagen für den weiteren Verlauf der Diplomarbeit. Der zweite Abschnitt klärt grundlegende rechtliche und technische Details und der Standort für die Errichtung der Kleinwindkraftanlage wird analysiert. Durch das Festlegen der Rahmenbedingungen ist eine Detailplanung möglich. Im letzten Abschnitt wird konkret auf die Projektierung der Anlage eingegangen. Die Kosten der möglichen Varianten werden untersucht und nach wirtschaftlicher Betrachtung der Projekte wird eine Auswahl getroffen. Die gewählte Anlage wird auf ihre Sensitivität geprüft und die möglichen Risiken werden aufgezeigt. Maßnahmen werden gesucht um diesen Risiken entgegen zu wirken.

## 2 Einführung in das Thema Windkraft

### 2.1 Entwicklung Windkraft Österreich

Seit Anfang der 1990er Jahre wird der Ausbau der Windkraft forciert. In Österreich gibt es 663 registrierte Windräder mit einer Gesamtleistung von 1.100 Megawatt, die eine Versorgung von circa 628.375 Haushalten ermöglichen. Mit dieser Leistung werden circa 3 % des gesamten Strombedarfs gedeckt. Vor allem der Osten Österreichs ist durch die günstigen Bedingungen ein beliebtes Gebiet für Windkraftanlagen. Mehr als 90 % der Anlagen werden in Niederösterreich, dem Burgenland und in Wien betrieben. Die durchschnittliche Größe neuer Projekte mit circa 2 Megawatt ist auch im Vergleich zu internationalen Projekten bemerkenswert. Abbildung 1 veranschaulicht die Verteilung der Windkraftnutzung in Österreich.<sup>1</sup>

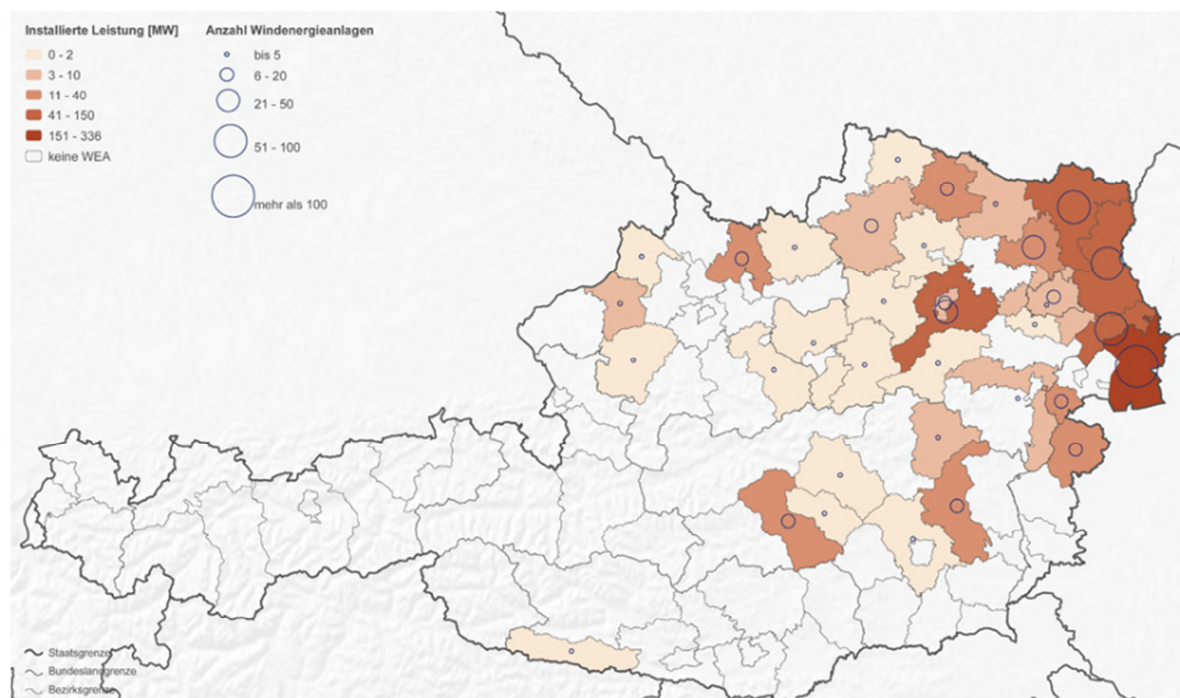


Abbildung 1: Verteilung Windkraftnutzung Österreich<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Vgl. (Stanzer, 2012), o.S..

<sup>2</sup> Quelle: (Stanzer, 2012), o.S..



Die installierte Leistung an Windkraft ist in den letzten Jahren stetig gestiegen. Abbildung 2 zeigt, dass allein 2012 ein Anstieg um 328 Megawatt prognostiziert wurde.

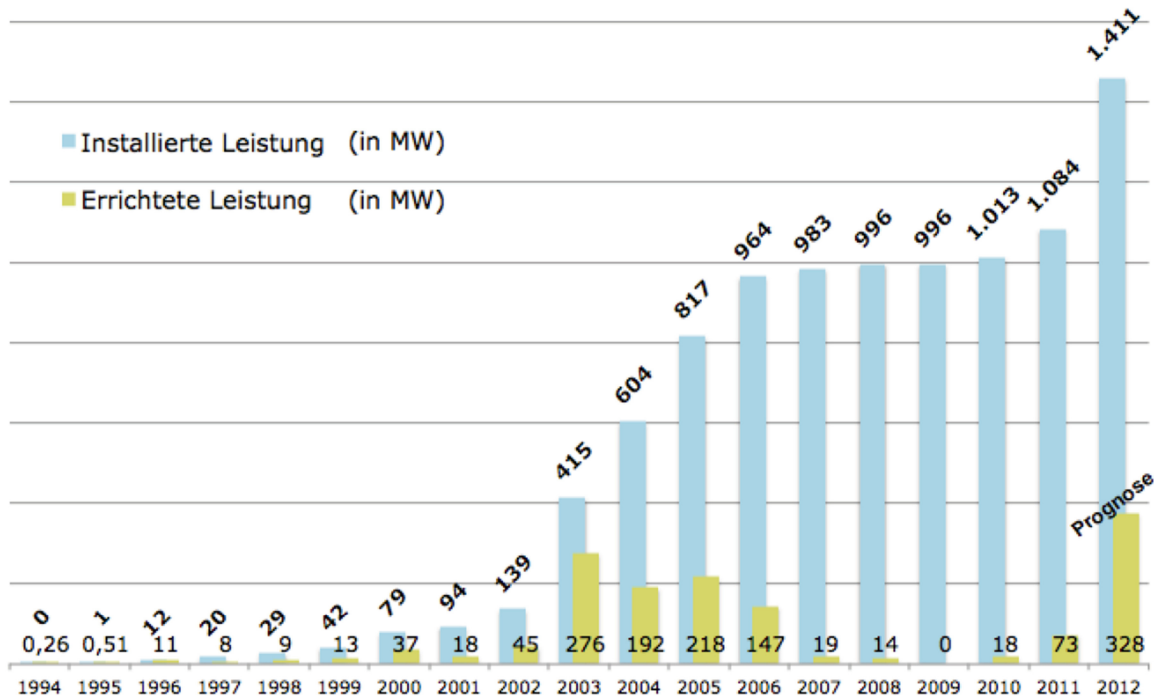


Abbildung 2: Installierte und errichtete Leistung 1994-2012<sup>3</sup>

## 2.2 Entwicklung Windkraft Steiermark

Bis zum Jahr 2020 könnten, bei passenden politischen Bedingungen, 12 % des steirischen Strombedarfs durch Windkraftanlagen gedeckt werden. Aktuell werden in der Steiermark 34 große Windkraftanlagen mit einer Leistung von 53 Megawatt betrieben. Diese Anlagen decken die Stromversorgung für 6 % aller steirischen Haushalte ab. Neue Windkraftanlagen mit einer Leistung von 43 Megawatt sind bereits genehmigt und verlangen der Steiermark ungefähr 70 Millionen Euro an Investitionen ab. Zusätzliche Windkraftprojekte befinden sich außerdem in einer frühen Planungsstufe und werden momentan auf deren Machbarkeit untersucht.<sup>4</sup>

In der Steiermark gibt es durchaus ungenutztes Potential für die Errichtung von Windkraftanlagen. Aus technischer Sicht ist eine Verdoppelung der bisherigen installierten Leistung auf jeden Fall möglich. Dies bedeutet, dass 2 % der gesamten erbrachten Leistungen elektrischer Energie durch Windkraftanlagen erzeugt werden würden.<sup>5</sup>

<sup>3</sup> Quelle: (IGWindkraft, 2012), o.S..

<sup>4</sup> Vgl. (IGWindkraft, 2012), o.S..

<sup>5</sup> Vgl. (Bachhiesl, 2005), S. 69.

### 3 Grundlagen Windkraft

In diesem Kapitel wird auf die technischen Grundlagen und örtlichen Gegebenheiten, welche für die Diplomarbeit von Bedeutung sind, eingegangen.

#### 3.1 Technische Grundlagen

Abbildung 3 zeigt die wichtigsten Komponenten einer typischen Windkraftanlage. In der Gondel sind der Generator, die Bremse und das Getriebe integriert.

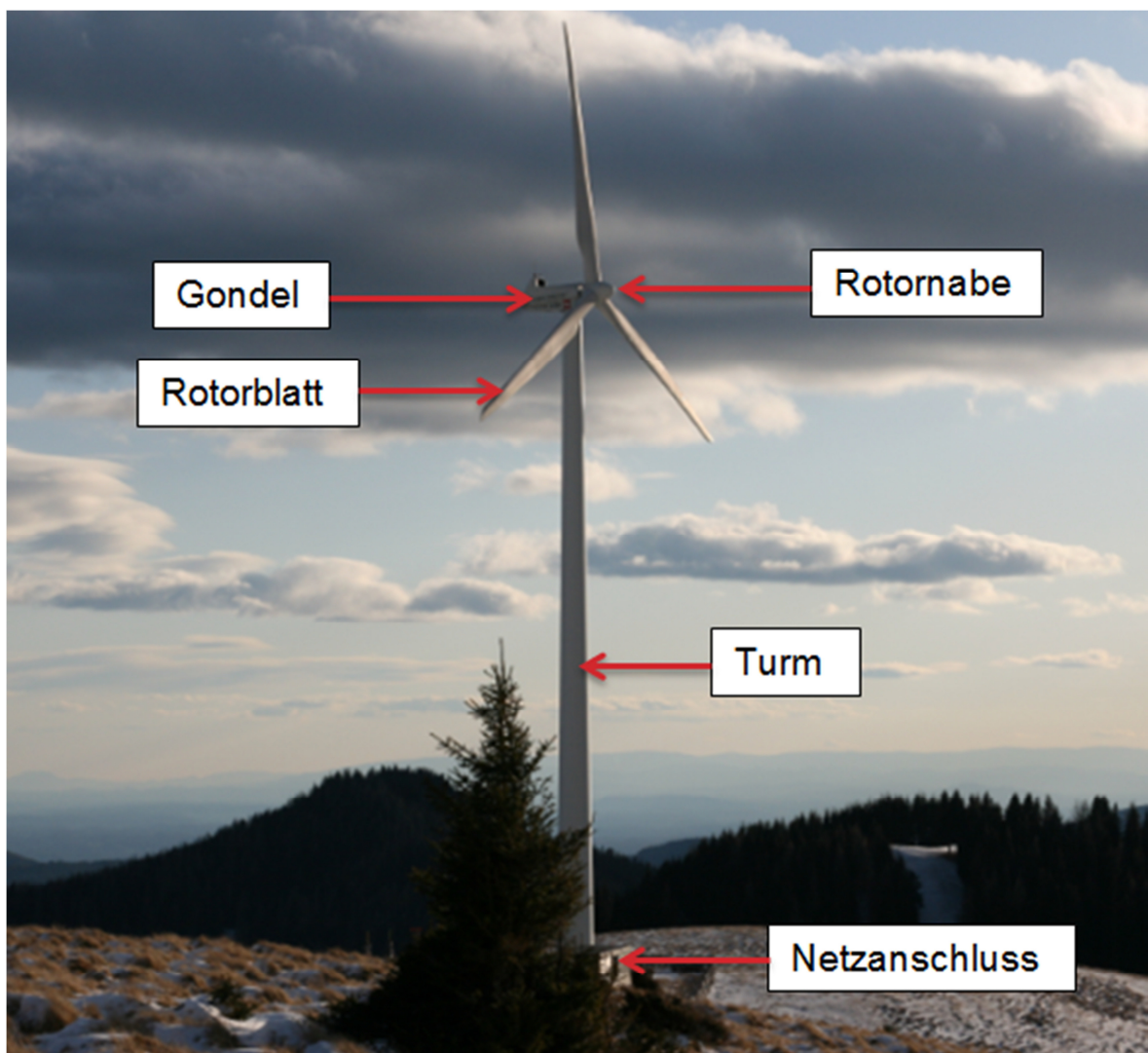


Abbildung 3: Wichtigste Komponenten Windkraftanlage<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Quelle: Eigene Darstellung

## **Bauformen**

Windkraftanlagen mit horizontaler Lage der Drehachse (siehe Abbildung 4) werden fast ausnahmslos mit Propellern geführt. Diese Bauform ist zurzeit die gängigste am Markt. Der markanteste Vorteil dieser Ausführung ist die Verstellbarkeit der Rotorblätter. Dadurch lässt sich die Drehzahl und somit die abgegebene Leistung regeln. Außerdem bietet das Verstellen der Rotorblätter einen sicheren Schutz gegen ein Überdrehen, was besonders bei größeren Anlagen ein wichtiger Vorteil ist. Formtechnisch können die Rotorblätter so ausgelegt und konstruiert werden, dass nachweislich der höchste Wirkungsgrad erbracht wird. Die dadurch erreichte höhere Wirtschaftlichkeit führte dazu, dass bei größeren Windkraftanlagen fast ausschließlich auf diese Bauart zurückgegriffen wird.<sup>7</sup>



Abbildung 4: Bauformen horizontale Windräder<sup>8</sup>

Eine weitere Bauform sind die so genannten Vertikalanlagen. Es gibt verschiedene Varianten, die häufigste ist der H-Rotor, siehe Abbildung 5. Die Vorteile solcher Anlagen sind, dass sie keine Windnachführung benötigen und für turbulente Windverhältnisse eher geeignet sind. Außerdem benötigen sie eine niedrigere Anlaufgeschwindigkeit, sind in der Wartung einfacher und generell leiser. Den zahlreichen Vorteilen steht aber der gravierende Nachteil gegenüber, dass vertikale Anlagen einen bedeutend kleineren Wirkungsgrad haben als horizontale Anlagen.

<sup>7</sup> Vgl. (Hau, 2002), S. 69.

<sup>8</sup> Quelle: (Heier, 2007), S. 65.

Dadurch treten höhere Schwingungen und Belastungen auf, welche das Fundament teurer machen können.<sup>9</sup>

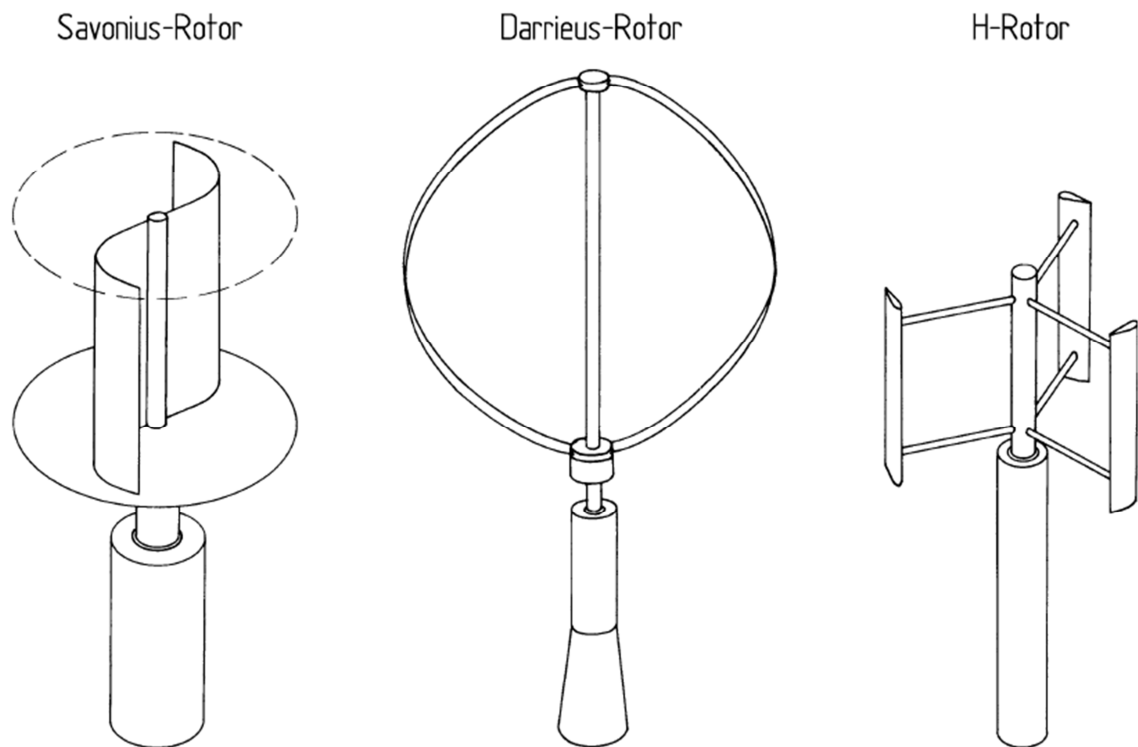


Abbildung 5: Bauformen vertikale Windräder<sup>10</sup>

## **Fundament**

Hauptkriterien für die Bestimmung der Art und Weise des Fundamentes sind die Anlagengröße und die Verhältnisse des Untergrundes. Vordergründig sind die auftretenden Schubkräfte des Rotors zu beachten. Hierbei spielt die Ausführungsart der Windkraftanlage eine entscheidende Rolle. Bei stallgeregelten Anlagen (Regelung durch Strömungsabriss) können sich die Rotorblätter nicht in Fahnenstellung drehen, wodurch bei einem möglichen Stillstand sehr hohe Kräfte auftreten. Diese Kraft kann bei großen Anlagen den erheblichen Unterschied ausmachen, bei kleineren Anlagen ist dieser Faktor vernachlässigbar. Ausgehend von der Beschaffenheit des Untergrundes wird bei der Wahl des Fundamentes zwischen Flach- und Tiefgründungen unterschieden. Bei Flachgründungen handelt es sich meist um kreisrunde oder rechteckige Plattenfundamente. Bei einer Tiefgründung werden die Fundamentplatten zusätzlich mit Pfählen verstärkt. Diese leiten die Kräfte bis in tiefere tragfähigere Bodenschichten. Vor allem im norddeutschen Küstenge-

<sup>9</sup> Vgl. (Trechow, et al., 2011), S. 28-29.

<sup>10</sup> Quelle: (Hau, 2002), S. 66.

biet ist dies eine gängige Variante, da die festen Schichten oft erst ab 20 Metern Tiefe beginnen. Die Mehrkosten für solche Fundamente können durchaus 50 % betragen.<sup>11</sup>

## Türme

Zwar sind Türme im Vergleich zu anderen Komponenten in der Windkraft recht einfache Bauteile, jedoch sollte man deren Wichtigkeit nicht unterschätzen. Voraussetzung um eine Windkraftanlage möglichst wirtschaftlich betreiben zu können ist eine gewisse Höhe. Die am häufigsten vorkommende Bauart bei Türmen sind Rohrkonstruktionen aus Beton oder Stahl. Das Hauptaugenmerk wird derzeit auf Rundkonstruktionen gelegt, Vieleckkonstruktionen werden nur in Sonderfällen eingesetzt. Aus Transportgründen werden Türme nur für sehr kleine Anlagen in einem Stück hergestellt. Bei großen Anlagen werden, auch aus Massegründen, vermehrt Betontürme mit Schalenkonstruktionen eingesetzt. Rohr- und Gittertürme, welche mit Seilen zusätzlich gespannt werden müssen, finden aufgrund der einfacheren Montage bei kleinen Windkraftanlagen Verwendung. Vor allem bei Großanlagen ist es ratsam, die Eigenfrequenz von Generator und Turm abzustimmen um die Schwingungen zu minimieren.<sup>12</sup>

Folgende Abbildung 6 zeigt mögliche Turmvarianten:

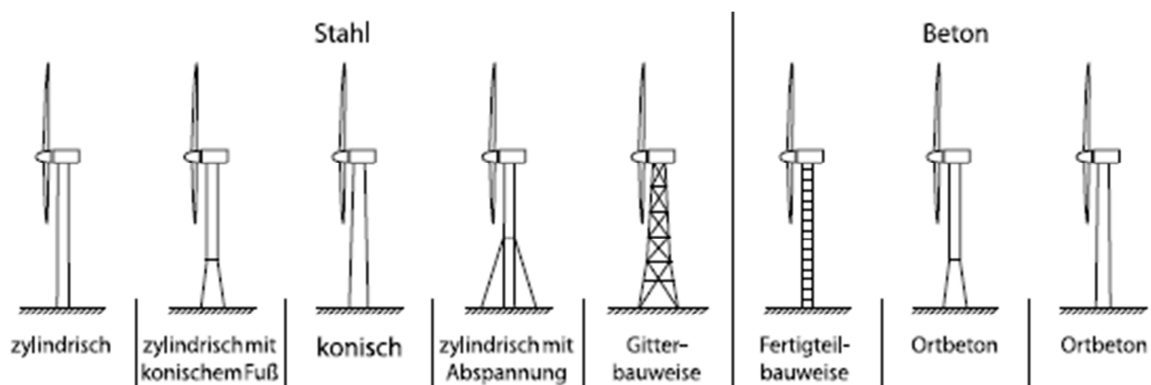


Abbildung 6: Turmentwürfe aus Stahl und Beton<sup>13</sup>

<sup>11</sup> Vgl. (Hau, 2002), S. 500-502.

<sup>12</sup> Vgl. (Heier, 2007), S. 88-89.

<sup>13</sup> Quelle: (Hau, 2002) S. 499.

### Leistungskennlinie<sup>14</sup>

Die Leistungsabgabe von Windkraftanlagen wird durch die Leistungskennlinie bestimmt. Diese Kennlinie gibt Auskunft über die erzeugte Leistung des Generators unter der derzeitigen auftretenden Windgeschwindigkeit. Abbildung 7 zeigt vier verschiedene Phasen des Betriebsverhaltens.

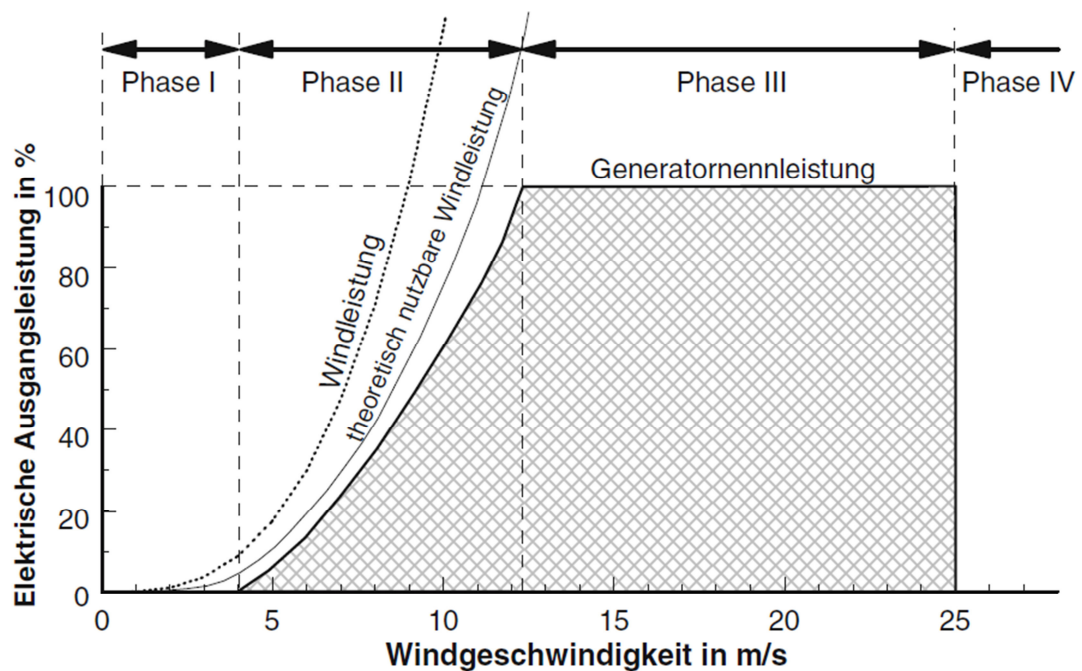


Abbildung 7: Zusammenhang von Windgeschwindigkeit und Generatorleistung<sup>15</sup>

Phase 1: Die Windgeschwindigkeit liegt unter der anlagenspezifischen Mindestgeschwindigkeit, der Generator erzeugt keine elektrische Leistung.

Phase 2: Bei einer Windgeschwindigkeit über der Anlaufgeschwindigkeit wird elektrische Energie erzeugt. In diesem Zustand wird die ausgegebene elektrische Leistung aus dem Produkt des aerodynamischen, mechanischen und elektrischen Wirkungsgrades, sowie der Leistung des Windes berechnet.

Phase 3: In dieser Phase erzeugt die Anlage die Generatornennleistung.

Phase 4: Sollte die Windgeschwindigkeit diese Phase erreichen, muss die Anlage abgeschaltet werden. Passiert das nicht, könnten mechanische Beschädigungen auftreten, welche kostenintensive Reparaturen zur Folge hätten. Daher werden die meisten Anlagen automatisch abgeschaltet.

<sup>14</sup> Vgl. (Kaltschmitt, et al., 2005), S. 313-315.

<sup>15</sup> Quelle: (Kaltschmitt, et al., 2005), S. 313.

## 3.2 Örtliche Gegebenheiten

### Standort

Da zahlreiche Faktoren auf die Wirtschaftlichkeit eines Windkraftprojektes Einfluss nehmen können, spielt bereits die Auswahl des Standortes eine entscheidende Rolle. Eine möglichst freie Sicht und weit entfernte Hindernisse, wie Bäume, sind ein entscheidender Aspekt, damit die Windkraftanlage ohne Behinderung vom Wind angeströmt werden kann und somit ökonomisch arbeitet. Abstandsregeln, die festhalten, wie weit eine Anlage von einem, zum Beispiel, 10 Meter hohen Baum entfernt sein muss, sind reine Richtwerte. Eine Faustregel besagt, dass ein Abstand von zwei- bis vierfacher Mastlänge gegeben sein sollte. Viele Hindernisse und geringer Freiraum verringern also die Wirtschaftlichkeit. Ein weiterer Faktor sind negative Folgen für nahegelegene Anrainer. Wahrnehmbare Geräusche und der vom Mast geworfene Schatten können für diese durchaus ein Problem darstellen.<sup>16</sup>

Auch Kriterien wie Besiedelung und Zugangsmöglichkeiten zum Netz rücken immer mehr in den Vordergrund. Durch die dichte Besiedelung in Ländern wie Deutschland, Österreich oder den Niederlanden wird es immer schwieriger, geeignete Standorte für Windkraftprojekte zu finden. In dünn besiedelten Ländern hingegen, wo reichlich Platz zur Verfügung stehen würde, ist es oft nur mit hohen Kosten möglich einen Standort nahe einer Anschlussmöglichkeit zu finden. In vielen Fällen müssen die Netze erst ausgebaut werden.<sup>17</sup>

Zukünftig sollen auch bewaldete Flächen vermehrt als Standorte in Frage kommen, dies wird aber nur für sehr große Anlagen eine Rolle spielen.<sup>18</sup>

### Windverhältnisse

Durch sehr gute Windverhältnisse können andere Kostentreiber durchaus kompensiert werden. Sie sind daher das Um und Auf einer Windkraftanlage und die Basis für deren wirtschaftlichen Betrieb. Um die Verhältnisse zu ermitteln gibt es mehrere Möglichkeiten. Referenzwerte von bereits bestehenden Anlagen können ein Anhaltspunkt sein, sagen jedoch sehr wenig über den eigentlichen Standort aus. Auch Windkarten, die geostatistisch und numerisch modelliert werden, sollten nur zu einer ersten Einschätzung der Windverhältnisse herangezogen werden.

---

<sup>16</sup> Vgl. (Trechow, et al., 2011), S. 26.

<sup>17</sup> Vgl. (Hau, 2002), S. 722.

<sup>18</sup> Vgl. (Scholz, 2012), S. 16.



Laut der in Abbildung 8 gezeigten Windkarte für den oststeirischen Bereich, können Windkraftwerke in den bläulichen Gebieten nicht ökonomisch betrieben werden.

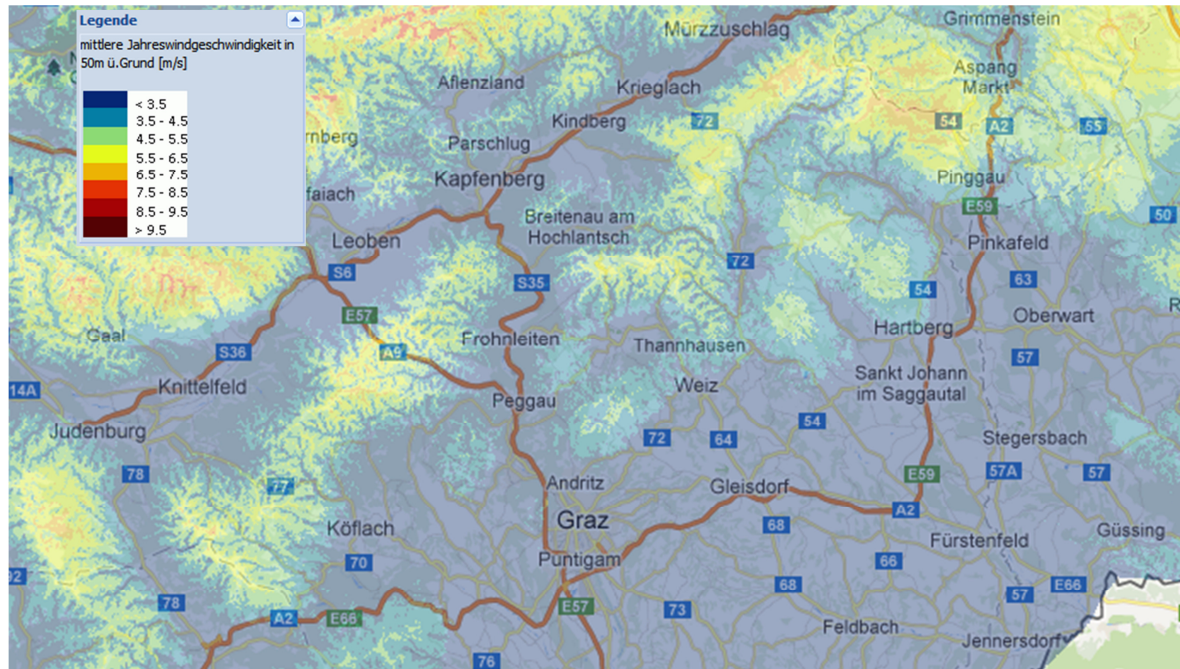


Abbildung 8: Windkarte Oststeiermark <sup>19</sup>

Die aussagekräftigste Variante zur Ermittlung der Windverhältnisse ist die Messung direkt am geplanten Standort. Die Messung kann durch einen externen Partner erfolgen oder in Eigenregie durchgeführt werden. Entsprechende Messgeräte sind im Fachhandel bereits um 400 Euro erhältlich. Es empfiehlt sich eine kontinuierliche Messung über einen längeren Zeitraum. Um exakt und sicher kalkulieren zu können, sollte die Messung am Standort allen anderen Varianten vorgezogen werden.

### **Infrastruktur**

Neben den Windverhältnissen sollte auch die Infrastruktur nicht außer Acht gelassen werden. Entlegene Standorte benötigen lange Anbindungswege an das öffentliche Netz und verursachen zusätzliche Kosten. Für Verkabelung inklusive Grabungs- und Verlegungsarbeiten können zwischen 50 und 70 Euro pro Laufmeter anfallen. Mit dem Netzbetreiber muss vorab geklärt werden, ob ein Anschluss

<sup>19</sup> Quelle: (Windatlas.at, 2012), o.S..



überhaupt möglich ist und welche Kosten noch entstehen können wenn das Netz bzw. die Anschlussmöglichkeit erst angepasst werden muss.<sup>20</sup>

Der Zufahrtsweg zur geplanten Anlage muss ausreichend befestigt und breit genug sein, um die benötigten Komponenten zum Standort liefern zu können. Lieferanten dieser können durchaus auf gewisse Kriterien bestehen.

Es besteht allerdings auch die Möglichkeit, bestehende Widmungen für Wege und dergleichen zu nutzen, um Zeit und Kosten zu sparen.<sup>21</sup>

---

<sup>20</sup> Vgl. (Heier, 2007), S. 119.

<sup>21</sup> Vgl. (Steindl, 2013), S. 15.

## 4 Vorplanungen

### 4.1 Rechtliche Faktoren

Kleinwindkraftanlagen müssen nach den jeweiligen Landesgesetzen errichtet werden, rechtliche Unterschiede zwischen den Bundesländern sind daher möglich. Den zentralen Anlaufpunkt für die Genehmigung stellt die Standortgemeinde der Anlage dar.

Die wichtigsten Gesetze, die bei der Errichtung zum Tragen kommen, sind:

- Bauordnung
- Raumordnung
- Naturschutz
- Elektrizitätswesengesetz

#### 4.1.1 Bauordnung

Der Bau von Windkraftanlagen ist den gesetzlichen Bestimmungen für die Errichtung von Bauwerken untergeordnet. Die Basis dafür ist das Steiermärkische Baugesetz. Ein zentraler Punkt ist dabei das Raumordnungsgesetz, welches unter den baunebenrechtlichen Bestimmungen zu finden ist. Das Bauverfahren wird nach den Grundlagen des Allgemeinen Verwaltungsverfahrensgesetzes abgehandelt. Die jeweiligen Verfahrensschritte sind in der Bauordnung dargestellt. In der Steiermark sind Kleinstwindkraftanlagen bis zu einer Höhe von 5 Metern im Normalfall bewilligungsfrei. Ob es sich um eine Kleinstanlage handelt, muss mit den zuständigen Behörden abgeklärt werden. Die Standortgemeinde muss aber auch über solche kleinen Anlagen schriftlich informiert werden. Alle anderen Windkraftanlagen sind immer bewilligungspflichtig. Unter eine bauliche Anlage fallen alle Objekte, für welche bautechnisches Wissen erforderlich ist, die mit dem Boden verbunden werden und die aufgrund der Beschaffenheit das öffentliche Interesse berühren könnten. Eine Grundstücksfläche ist als Bauplatz geeignet, wenn die Bebauung dem Steiermärkischen Raumordnungsgesetz entspricht und der Untergrund die bautechnischen Grundlagen erfüllt. Außerdem darf die geplante Bebauung keine Gefährdung der Standsicherheit aller angrenzenden baulichen Anlagen darstellen und eine den Gegebenheiten entsprechende Zufahrt muss rechtlich gesichert sein.<sup>22</sup>

---

<sup>22</sup> Vgl. (BauG, 1995), § 20 und § 21.

### 4.1.2 Raumordnung

Grundlage für die Art der Nutzung ist die Widmung der jeweiligen Fläche. Die Flächen werden in Bauland, Freiland und Verkehrsflächen unterteilt. Flächenwidmungspläne liegen im jeweiligen Gemeindeamt auf, so kann der Verwendungszweck der einzelnen Grundstücke festgestellt werden. Für den Bau von Windkraftanlagen kommen nach Steiermärkischem ROG Bauland, Freiland und Vorbehaltsflächen als mögliche Standorte in Frage. Die Novelle von 1994 sieht für Energieerzeugungs- und Versorgungsanlagen eine Umwidmung der Bebauungsfläche auf Sondernutzung vor. Eine strategische Umweltprüfung beurteilt die möglichen Auswirkungen auf die Umwelt. Diese SUP wurde nach Implementierung einer EU-Richtlinie im steirischen Raumordnungsgesetz erforderlich.<sup>23</sup>

Diese Prüfung findet in einer frühen Planungsphase statt. Ökologische Aspekte werden so schon während der Planung des Projektes betrachtet, und die Möglichkeit Alternativen in Betracht zu ziehen, besteht noch. Die Bewertung möglicher Konsequenzen auf die Umwelt steht dabei im Vordergrund.<sup>24</sup>

Im Zuge dieser Umweltprüfung ist ein Umweltbericht zu erstellen. Dieser muss die Themen aus nachfolgender Tabelle 1 beinhalten.

Themenbereiche	Sachthemen
<b>Mensch / Gesundheit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schutz vor Lärm und Erschütterung</li> <li>• Luftbelastung und Klima</li> </ul>
<b>Mensch / Nutzung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sachgüter</li> </ul>
<b>Landschaft / Erholung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Landschaftsbild und Ortsbild</li> <li>• Kulturelles Erbe</li> <li>• Erholungs- und Freizeiteinrichtungen</li> </ul>
<b>Naturraum / Ökologie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pflanzen</li> <li>• Tiere</li> <li>• Wald</li> </ul>
<b>Ressourcen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Boden und Altlasten</li> <li>• Grund- und Oberflächenwasser</li> <li>• Naturgewalten und geologische / bodenmechanische Risiken</li> </ul>

Tabelle 1: Gliederung der im Umweltbericht zu behandelnden Themenbereiche und Sachthemen<sup>25</sup>

<sup>23</sup> Vgl. (StROG, 2010), S. 50.

<sup>24</sup> Vgl. (Pistotnig, 2010), S. 222-223.

<sup>25</sup> Quelle: (Kampus, 2006), S. 5.

Zusätzlich zur strategischen Umweltprüfung kann das Land auch eine Erheblichkeitsprüfung einfordern. Im Gegensatz zur SUP, die bereits in der Planungsphase angewendet wird, kommt die UEP erst nach Zulassung der umwelterheblichen Vorhaben zum Einsatz. Damit soll eruiert werden, ob durch eine Umsetzung des Projektes mit Auswirkungen auf die Umwelt zu rechnen ist, die eine detaillierte Umweltprüfung notwendig machen.<sup>26</sup>

Die UEP von Projekten erfolgt in vier Prüfungsschritten:

<b>Schritt 1</b>	Prüfung anhand der Ausschlusskriterien, ob eine Umwelterheblichkeitsprüfung erforderlich ist
<b>Schritt 2</b>	Prüfung auf eine UEP-Pflicht des Vorhabens
<b>Schritt 3</b>	Umwelterheblichkeitsprüfung zur Feststellung von erheblichen Umweltauswirkungen
<b>Schritt 4</b>	Umweltprüfung mit Umweltbericht

Tabelle 2: Gliederung der im Umweltbericht zu behandelnden Themenbereiche und Sachthemen<sup>27</sup>

Ist eine Umweltprüfung erforderlich, müssen die Sachthemen aus Tabelle 1 hinsichtlich der Konsequenzen auf die Umwelt, bindend ausgearbeitet werden. Neben dem konkreten Projekt werden auch mögliche Alternativen geprüft, welche den Zielen und dem geografischen Anwendungsbereich des Primärprojektes entsprechen. Der Umweltbericht, welcher die Resultate der Umweltprüfung dokumentiert, ist der steirischen Landesregierung vorzulegen. Sobald alle erforderlichen Unterlagen vollständig dort aufliegen, wird dazu von allen relevanten Seiten eine Stellungnahme abgegeben.<sup>28</sup>

### 4.1.3 Naturschutz

Das Steiermärkische Naturschutzgesetz regelt den Schutz der Natur und den Schutz und die Pflege der Landschaft, ebenso wie die Erhaltung und Gestaltung der Umwelt als Lebensgrundlage und Lebensraum für Menschen, Pflanzen und Tiere. Sonstige Projektierungen sind auch ohne vorgeschriebene Umweltprüfungen zwingend bei der Landesregierung und den zuständigen Bezirkshauptmannschaften zu melden. Darunter fallen alle Projekte mit einer Gesamthöhe von mehr

<sup>26</sup> Vgl. (Kampus , 2006), S. 10.

<sup>27</sup> Quelle: (Kampus , 2006), S. 10.

<sup>28</sup> Vgl. (Kampus , 2006), S. 34-35.

als 18 Metern. Befindet sich das geplante Projekt allerdings in einem als Bauland gewidmeten Bereich, gilt diese Meldepflicht nicht. Die Landesregierung hat das Recht innerhalb von drei Monaten Auflagen vorzuschreiben, die Konsequenzen für die Umwelt vermeiden sollen. Laut Naturschutzgesetz dürfen keine Eingriffe vorgenommen werden, die die Natur und den Naturgenuss beeinträchtigen oder das Landschaftsbild verschlechtern. Ein Erfolg einer Genehmigung eines Windkraftprojekts in einem Naturschutzgebiet kann ausgeschlossen werden. Für den Bau von Objekten mit über 18 Meter Gesamthöhe, die jenseits eines bebauten Gebietes liegen oder über die Ortskontur hinausragen, ist in Landschaftsschutzgebieten eine Bewilligung anzufordern. Bei einer Windkraftanlage mit mehr als 18 Metern Gesamthöhe liegt die Zuständigkeit für die Bewilligung bei der Landesregierung, für Anlagen unter 18 Metern Gesamthöhe bei der Bezirkshauptmannschaft. Wenn das Projekt keine Konsequenzen im Sinne des § 2 Absatz 1 nach sich zieht, ist eine Bewilligung zu erteilen. Besondere volkswirtschaftliche oder regionalwirtschaftliche Interessen, die gegenüber dem Landschaftsschutz überwiegen, können hier eine Ausnahme bilden. Dies wäre unter Umständen bei großen Windparks der Fall. Dem Ansuchen auf eine Bewilligung sind ein Auszug aus der Katastralmappe, ein passender Lageplan, ein Plan der Darstellung sowie eine detaillierte Beschreibung des Vorhabens in dreifacher Ausfertigung beizulegen. Der Behörde steht es außerdem frei, zusätzliche Unterlagen einzufordern. Eine erteilte Bewilligung erlischt, wenn nach zwei Jahren kein Gebrauch davon gemacht wurde oder wenn drei Jahre nach Beginn der Projektierung keine Fertigstellung erreicht ist. Einzige Ausnahme bilden im Bewilligungsbescheid festgehaltene Fristen über Beginn und Ende des Projektes.<sup>29</sup>

#### **4.1.4 Elektrizitätsrecht<sup>30</sup>**

Grundlage für das elektrizitätsrechtliche Verfahren ist das Steiermärkische Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz 2001. Das Gesetz regelt die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie im Bundesland Steiermark.

##### **Genehmigungspflicht**

Anlagen bis 200 kW unterliegen nicht der Genehmigungspflicht. Für Anlagen bis zu einer maximalen Engpassleistung von 500 kW gibt es ein vereinfachtes Verfah-

---

<sup>29</sup> Vgl. (NSchG, 1976 ), § 1 Abs. 1 und § 2 Abs.1.

<sup>30</sup> Vgl. (EIWOG, 2010), § 1.

ren. In diesem müssen die Projektunterlagen innerhalb eines bestimmten Zeitraums bei der Standortgemeinde aufliegen. Anrainer können in diesem Zeitraum ihre Einwendungen gegen das Projekt einbringen. Der Antrag auf Genehmigung muss schriftlich an die zuständige Behörde gestellt werden. Dem Antrag sind detaillierte Unterlagen über das Projekt beizufügen.

### **Voraussetzungen für die Erteilung der elektrizitätsrechtlichen Genehmigung**

Um eine elektrizitätsrechtliche Genehmigung zu erhalten darf weder durch den Bau, noch durch den Betrieb des Windrades eine Gefährdung des Lebens und der Gesundheit von Menschen und deren Gütern zu erwarten sein. Die Belästigung für Anwohner muss auf ein akzeptables Maß minimiert werden.

### **Erteilung der Betriebsgenehmigung**

Die Komplettierung und Inbetriebnahme des Projektes muss der Behörde innerhalb einer festgelegten Frist schriftlich mitgeteilt werden. Andernfalls würde eine rechtskräftige Genehmigung verfallen.

### **Anerkennung der Ökostromanlage**

Ökostromanlagen sind auf Antrag der Betreiber von der Behörde als solche zu zertifizieren. Die Anerkennung von Ökoanlagen hat nach technischer Prüfung und Vollständigkeit aller anderen benötigten Kriterien stattzufinden.

### **Abnahmepflicht von Ökoenergie**

Besteht eine Abnahmepflicht, können Betreiber von genehmigten Ökostromanlagen auf die Abnahme der erzeugten elektrischen Energie durch das jeweilige Energieunternehmen bestehen. Sollte es zum Stillstand einer Anlage kommen, der über ein Jahr hinaus andauert, erlischt die Vereinbarung. Eine Unterbrechung ist der Behörde direkt zu melden. Sollten durch den Betrieb der Ökostromanlage technische Erweiterungen bzw. Anpassungen an den Anlagen nötig sein, liegt dies nicht in der Pflicht des Netzbetreibers. Anfallende Kosten können den Betreiber aber unter Umständen treffen.

### 4.1.5 Ökostromgesetz und Einspeisetarife

Das Ökostromgesetz 2012 wurde von einer europäischen Kommission im Februar 2012 genehmigt und trat mit 1. Juli 2012 in Kraft. Das Gesetz sieht 2015 bis 2020 ambitionierten Zielen durch eine Erhöhung der derzeitigen Leistung von 1.000 auf 2.000 Megawatt entgegen. Außerdem ist festgelegt, dass Anlagen, die vollständig auf Basis erneuerbarer Energieträger betrieben werden, per Bescheid als Ökostromanlagen anzuerkennen sind. Dies regelt auch eine verpflichtende Abnahme des Ökostroms zu vorgegebenen Preisen. Eingeschränkt wird diese durch die zur Verfügung stehenden Fördermittel. Gerechnet ab der Inbetriebnahme der Anlage, beträgt die Abnahmepflicht von Ökostrom bei Windkraftanlagen 13 Jahre. Danach wird der Strom zum Marktpreis abgenommen, welcher am Ende jedes Quartals nach dem durchschnittlichen Marktpreis elektrischer Grundlast berechnet wird. Das jährliche Unterstützungsvolumen für Windkraft beträgt mindestens 11,5 Millionen Euro. Für die Vergütung von Volllaststunden gibt es eine Einschränkung von 2.150 Stunden. Darüber hinaus wird ebenfalls zum Marktpreis vergütet. Ein sehr wichtiger Punkt aus dem Ökostromgesetz ist der Einspeisetarif, welcher 2012 mit 9,5 Cent pro Kilowattstunde festgelegt wurde.<sup>31</sup>

## 4.2 Standort

Als möglicher Standort kommt nur ein Grundstück in Frage, welches sich bereits in Besitz des Projektierers befindet. Da die erzeugte Energie der Windkraftanlage teilweise zum Eigenverbrauch genutzt wird, soll der Standort außerdem nicht zu weit vom Wohnsitz entfernt sein. Wie in Abbildung 9 ersichtlich, wurde der freiliegendste Platz für die Umsetzung des Projektes gewählt. Der Wohnsitz des Projektierers befindet sich in circa 250 Metern Luftlinie entfernt, der nächste Anrainer in etwa 150 Metern. Der Anrainer wird durch Bäume und Sträucher vor Lärm geschützt. Das kleine Waldstück südöstlich des geplanten Standortes könnte sich als einziges Windhindernis herausstellen. Da sich das Waldstück aber im Eigentum des Projektierers befindet, kann dieses unter Umständen noch entfernt werden. Ob die Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Windkraftanlage an diesem Standort gegeben sind, werden die genaueren Untersuchungen in Kapitel 5 zeigen.

---

<sup>31</sup> Vgl. (ÖSG, 2012), S. 1-3.

Abbildung 9: Satellitenfoto vom Standort <sup>32</sup>

### 4.3 Technik

Eine technische Vorplanung ist für ein positives Genehmigungsverfahren von großer Bedeutung. Damit sollte das technische Konzept in etwa definiert werden. Bei einer einzelnen Anlage ist das normalerweise recht einfach, bei großen Windparks stellt dies jedoch einen erheblichen Aufwand dar. Eine zentrale Rolle spielt dabei die Festlegung der Hauptabmessungen, sowie die gewählte Bauform.<sup>33</sup>

Tabelle 3 zeigt die technischen und wirtschaftlichen Eckdaten der Anlage. Die Bauform wurde noch nicht definiert, da erst in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung untersucht wird, ob für diesen Standort eine horizontale oder vertikale Ausführung ökonomischer betrieben werden kann. Die Gesamthöhe wurde auf 18 Metern festgelegt, da dafür eine weniger aufwendige und kostengünstigere Genehmigung über die Bezirkshauptmannschaft möglich ist.

<b>Bauform</b>	offen
<b>Gesamthöhe</b>	18 Meter
<b>Maximaler Anlagenpreis</b>	35.000 Euro
<b>Ungefähre Leistung</b>	10 – 20 kW

Tabelle 3: Vorabkriterien Windkraftanlage

<sup>32</sup> Quelle: Google Earth

<sup>33</sup> Vgl. (Hau, 2002), S. 723.



## 5 Standortanalyse

### 5.1 Wind

Wie bereits eingangs erwähnt, können die Windverhältnisse dem Windatlas entnommen werden oder durch eine Messung direkt am Standort bestimmt werden. Laut Windatlas in Abbildung 10, ist am Standort (mit einem weißen Pfeil gekennzeichnet) mit 3,5 m/s bis 4,5 m/s mittlerer Jahresdurchschnittsgeschwindigkeit in 50 Metern Höhe zu rechnen.



Abbildung 10: Windatlas Österreich <sup>34</sup>

Da die Leistung zur dritten Potenz mit der Geschwindigkeit ermittelt wird besteht ein Unterschied ob immer 6 m/s oder 12 m/s und 0 m/s zu je 50 % auftreten. Für eine möglichst genaue Kalkulation ist es ratsam, die Anlage mit Hilfe einer erstellten Häufigkeitsverteilung zu kalkulieren.<sup>35</sup>

Eine Messung direkt am Standort ist dafür eine notwendige Voraussetzung. Die Werte der halbjährigen Messungen am Standort wurden dafür auf das ganze Jahr aufgerechnet. Die Messung am Standort ergab eine mittlere Jahresdurchschnittsgeschwindigkeit von 5,06 Metern pro Sekunde.

<sup>34</sup> Quelle: (Windatlas.at, 2012), o.S..

<sup>35</sup> Vgl. (Wagner & Bockhorni, 2012), o.S..

Tabelle 4 und nachstehendes Diagramm 1 zeigen die Häufigkeitsverteilung am gewählten Standort. Diese Daten sind die Grundlage für eine genaue Ertragsberechnung der Anlage.

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	0-1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Stunden	543	981	1.261	1.340	1.261	1.060	823	578	377	228

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Stunden	131	70	35	18	9	9	9	9	9	9

Tabelle 4: Häufigkeitsverteilung Windgeschwindigkeiten

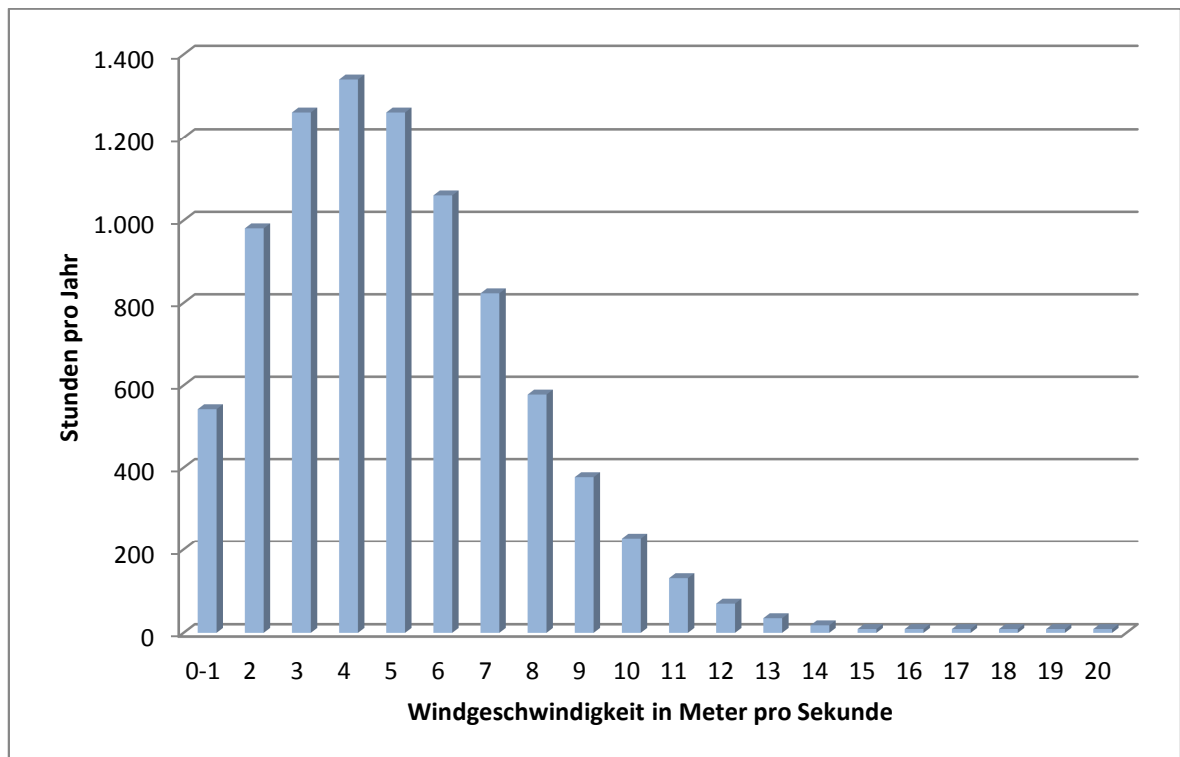


Diagramm 1: Häufigkeitsverteilung Windgeschwindigkeiten

## 5.2 Baugrund

Im Zuge der Baugrundanalyse sind wichtige Aspekte, wie Besitzverhältnisse und mögliche Pachtverträge, zu klären. Auch eine Analyse des Untergrundes ist erforderlich.

### Besitzverhältnisse

Der gewählte Standort befindet sich auf dem Grundstück des Projektierers. Dadurch werden Kosten für mögliche Grundstückskäufe oder Pachten gespart.

### Analyse des Untergrundes

Der Untergrund besteht aus kompaktem Erdreich mit felsigem Untergrund. Der Bau des Fundamentes stellt somit keine größere Herausforderung dar. Ein Standardplattenfundament scheint aus technischer und wirtschaftlicher Sicht die optimale Ausführung zu sein.

## 5.3 Infrastruktur

Eine Vorbetrachtung der Gegebenheiten ergab, dass bezüglich Infrastruktur mit keinen hohen Kosten zu rechnen ist. Eine Anbindung an die nächste Straße ist in unmittelbarer Nähe möglich. Eine Anschlussmöglichkeit an das Netz ist nach Abstimmung mit dem zuständigen Netzbetreiber auch mit relativ niedrigen Kosten verbunden. Darüber hinaus ist die Zufahrt rechtlich gesichert.

## 6 Kostenermittlung

Bei der Kostenermittlung ist zwischen Investitions- und Betriebskosten zu unterscheiden. Investitionskosten beinhalten Kosten, welche direkt und indirekt einmalig zur Errichtung der Anlage anfallen. Betriebskosten fallen regelmäßig an und dienen dem Erhalt und der Nutzung der Anlage.<sup>36</sup>

### 6.1 Grundlagen Kostenträger

#### 6.1.1 Anlagenkosten

Die Kosten für die Anlage, welche in diesem Fall aus Gondel, Generator und Turbine besteht, werden zum größten Teil von deren Leistung bestimmt. Je leistungsfähiger eine Anlage ist, desto geringer sind die Kosten pro Kilowatt. Kleinstanlagen mit einer Leistung um die zwei Kilowatt kosten circa 3.500 Euro, 100 Kilowattanlagen liegen bei ungefähr 1.500 Euro pro Kilowatt. Bei drei Megawattanlagen können die Kosten durchaus schon unter 700 Euro pro Kilowatt fallen. Ein Kostenvergleich mehrerer Anlagen kann, aufgrund der unterschiedlichen Konzeptionen und Wirkungsgrade, stark variieren.<sup>37</sup>

#### 6.1.2 Fundament

Die Kosten für das Fundament werden nicht nur von Anlagengröße und der Beschaffenheit des Untergrundes abhängig gemacht, sondern auch von der technischen Ausführung der Ausrüstung. Blattgeregelte Anlagen, auch pitchgeregelt genannt, verursachen gegenüber stallgeregelten Anlagen bis zu 50 % weniger Kosten.<sup>38</sup>

Die Planung des Fundamentes sollte mit dem Anlagenhersteller abgestimmt werden. Manche Lieferanten stellen unter Umständen sogar Pläne für das Fundament bereit.

---

<sup>36</sup> Vgl. (Neumann, Ender, & Molly, 2002), S. 6-8.

<sup>37</sup> Vgl. (Heier, 2007), S.127.

<sup>38</sup> Vgl. (Hau, 2002), S. 828.

### 6.1.3 Netzanschluss

In den Kosten für den Netzanschluss sind alle Aufwende zur Einbindung der Windkraftanlage in das öffentliche Netz enthalten. Die Entfernung zu den Anschlussmöglichkeiten sollte dabei nicht außer Acht gelassen werden. Grabungsarbeiten in unwegsamem Gelände können massive Mehrkosten verursachen.

### 6.1.4 Geländeerschließung

Im Gebirge oder in entlegeneren Gebieten stellt die Errichtung der Zufahrtswege einen erheblichen Kostenfaktor dar. Oft müssen für die Montage der Komponenten schwere Baumaschinen vor Ort sein. Bei anspruchsvollen Boden- und Geländeverhältnissen ist für die Erschließung des Geländes mit bis zu 5 % des Ab-Werk-Preises der Windkraftanlage zu kalkulieren. Bei leicht zugänglichem Gelände sind die zu erwartenden Kosten deutlich geringer.<sup>39</sup>

### 6.1.5 Planung und Genehmigung

Die technische Planung bei Windkraftanlagen befasst sich überwiegend mit der Auswahl der Anlage, Größe und Art der Fundamentierung und der Infrastruktur. Bei größeren Anlagen und vor allem bei Windparks ist eine Unterstützung durch externe Partner fast unumgänglich. Bei kleineren Anlagen ist es mit technischem Fachwissen aber durchaus möglich, die Planungen ohne ein Planungsbüro durchzuführen. Schwerer abzuschätzen sind die Kosten für eine Genehmigung. Hier besteht die Wahrscheinlichkeit, dass sich einzelne Verfahren von Bundesland zu Bundesland und auch von Gemeinde zu Gemeinde unterscheiden. Eine Genehmigung für Windparks mit 20 Anlagen bzw. 20 MW erfordert eine verpflichtende Umweltverträglichkeitsprüfung. Dadurch erhöht sich der Aufwand beträchtlich.<sup>40</sup>

### 6.1.6 Standortanalyse

Bei der Standortanalyse durch einen externen Partner muss mit Kosten von mindestens 1.000 Euro gerechnet werden. Das Verfahren kann außerdem einen längeren Zeitraum in Anspruch nehmen. Wie in Kapitel 5 geschildert, ist es durchaus möglich die Analyse des Standortes in Eigenregie durchzuführen.

---

<sup>39</sup> Vgl. (Hau, 2002), S. 829.

<sup>40</sup> Vgl. (IGWindkraft, 2012), o.S..

## 6.2 Anlagenunabhängige Kosten

Wenn sich die Anlagengrößen nicht erheblich unterscheiden, fallen standortbezogene Kosten, unabhängig von der gewählten Variante, in gleicher Höhe an.

### Netzanschluss

Wie in Abbildung 11 ersichtlich, wurde für die Verlegung der Kabel, vom Standort der Windkraftanlage bis zum nächstmöglichen Anschlusspunkt, eine Strecke von 300 Metern eruiert.



Abbildung 11: Satellitenfoto von möglicher Verkabelung<sup>41</sup>

Bei dieser Länge muss, wie in Tabelle 5 berechnet, mit 3.000 Euro kalkuliert werden.

Kabel 300 m	1.500 €
Grabungsarbeiten	1.000 €
Anschlusskasten	500 €
<b>Summe</b>	<b>3.000 €</b>

Tabelle 5: Berechnung Kosten Netzanschluss

<sup>41</sup> Quelle: Google Earth

### Geländererschließung

Um die benötigten Materialien und Komponenten an den Bestimmungsort transportieren zu können ist die Errichtung eines befestigten Weges von 240 Metern erforderlich. Der Verlauf des Weges ist in Abbildung 12 zu sehen.



Abbildung 12: Satellitenfoto von möglicher Straßenanbindung <sup>42</sup>

Durch die günstigen Bedingungen des Untergrundes, fallen für die Erschließung des Geländes lediglich Kosten für Grabungsarbeiten an. Diese betragen hierfür 1.600 Euro.

### Planung und Genehmigung

Die Kosten für Planung und Genehmigung bei Anlagen dieser Größenordnung halten sich in Grenzen. Im Vergleich zu größeren Projekten ist mit niedrigen Kosten zu rechnen. Wie in Tabelle 6 angeführt, ist mit Kosten in der Höhe von 350 Euro zu rechnen.

Anerkennung zur Ökostromanlage	100 €
Naturschutzrechtliche Bewilligung	150 €
Sonstige Unterlagen	100 €
<b>Summe</b>	<b>350 €</b>

Tabelle 6: Berechnung Kosten Planung und Genehmigung

<sup>42</sup> Quelle: Google Earth



### Standortanalyse

Die Analyse des Standortes ist bei solch einer Anlage zwar nicht schwierig, jedoch sind die Kosten von 1.500 Euro (siehe Tabelle 7) für diese Anlagengröße recht hoch.

Windmessung durch externen Partner	1.300	€
Ermittlung Bodenmodulwerte	200	€
<b>Summe</b>	<b>1.500</b>	<b>€</b>

Tabelle 7: Berechnung Kosten Standortanalyse

### Zusammenfassung standortbezogene Kosten

Unabhängig von der Wahl der Anlage ist mit standortbezogenen Kosten in der Höhe von 6.450 Euro zu rechnen.

Netzanschluss	3.000	€
Geländeerschließung	1.600	€
Planung und Genehmigung	350	€
Standortanalyse	1.500	€
<b>Summe standortbezogene Kosten</b>	<b>6.450</b>	<b>€</b>

Tabelle 8: Berechnung standortbezogene Kosten



## 6.3 Projektkosten

### 6.3.1 Projekt A

Bei Projekt A handelt es sich um eine horizontale Windkraftanlage mit einer maximalen Nennleistung von 15 Kilowatt, bei einer Windgeschwindigkeit von 11 Metern pro Sekunde. Die 12 Meter hohe Rohrturmkonstruktion besteht aus zwei 6 Meter langen Teilen. Beim Fundament handelt es sich um ein Standardplattenfundament, welches als Flachgründung ausgeführt ist. Für eine horizontale Anlage dieser Größe werden 35 Kubikmeter Beton benötigt.

In Tabelle 9 sind die einzelnen Kostenpunkte angeführt. Für Projekt A ist mit Einmalkosten in der Höhe von 27.850 Euro zu rechnen.

<b>Gondel und Maschinensatz</b>		
Gondel Windturbine	6.500	€
Datenaufzeichnung	500	€
Netzeinspeiserichter	1.500	€
<b>Turm</b>		
Turm inklusive Leiter und Plattform	3.000	€
Anker Bolzen und Schablone für Bolzen	700	€
Lackierung	300	€
<b>Fundament</b>		
Fundamentstatik und Fundamentpläne	500	€
35 m³ Beton	2.800	€
Baggerarbeiten	800	€
<b>Sonstige Kosten</b>		
Transport	800	€
Eine Woche Montage und Inbetriebnahme	4.000	€
<b>Summe Anlage A</b>	<b>21.400</b>	<b>€</b>
Netzanschluss	3.000	€
Geländeerschließung	1.600	€
Planung und Genehmigung	350	€
Standortanalyse	1.500	€
<b>Summe standortbezogene Kosten</b>	<b>6.450</b>	<b>€</b>
<b>Kosten Projekt A</b>	<b>27.850</b>	<b>€</b>

Tabelle 9: Berechnung Projektkosten - Projekt A

### 6.3.2 Projekt B

Bei Projekt B handelt es sich um eine vertikale Windkraftanlage mit einer maximalen Nennleistung von 10 Kilowatt, bei einer Windgeschwindigkeit von 10 Metern pro Sekunde. Der Turm ist, anders als bei Projekt A, eine Gitterkonstruktion mit Seilspannung. Die Höhe des Turmes ist mit 10 Metern etwas geringer als bei Projekt A. Das Standardplattenfundament in der Ausführung als Flachgründung ist die einzige Gemeinsamkeit. Allerdings wird mit 40 Kubikmetern mehr Beton benötigt als bei Projekt A, was auch etwas höhere Kosten nach sich zieht.

In Tabelle 10 sind die Kostenpunkte aufgeschlüsselt. Für Projekt B ist mit Einmalkosten in der Höhe von 28.670 Euro zu rechnen.

<b>Gondel und Maschinensatz</b>		
Gondel Windturbine	7.200	€
Datenaufzeichnung	800	€
Netzeinspeiserichter	1.800	€
<b>Turm</b>		
Turm inklusive Leiter und Plattform	2.000	€
Anker Bolzen und Schablone für Bolzen	1.020	€
Lackierung	600	€
<b>Fundament</b>		
Fundamentstatik und Fundamentpläne	1.000	€
40 m³ Beton	3.200	€
Baggerarbeiten	1.000	€
<b>Sonstige Kosten</b>		
Transport	600	€
Eine Woche Montage und Inbetriebnahme	3.000	€
<b>Summe Anlage A</b>	<b>22.220</b>	<b>€</b>
Netzanschluss	3.000	€
Geländeerschließung	1.600	€
Planung und Genehmigung	350	€
Standortanalyse	1.500	€
<b>Summe standortbezogene Kosten</b>	<b>6.450</b>	<b>€</b>
<b>Kosten Projekt B</b>	<b>28.670</b>	<b>€</b>

Tabelle 10: Berechnung Projektkosten - Projekt B

## 6.4 Betriebskosten

### 6.4.1 Betriebskosten Projekt A

In Tabelle 11 sind die jährlichen Kosten für das Projekt A aufgelistet. Bei diesem Projekt ist in den ersten fünf Jahren mit 250 Euro zu rechnen. Ab dem sechsten Jahr steigen die Kosten der Wartungsarbeiten auf 300 Euro. Für das zehnte Jahr ist eine größere Revision zu kalkulieren. Danach sinken die Kosten für Wartungsarbeiten wieder auf 250 Euro. In den letzten fünf Jahren, in denen die Anlage in Betrieb ist, ist wieder mit Kosten in der Höhe von 300 Euro zu rechnen.

	Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Wartung in €		200	200	200	200	200	250	250	250	250	1.000
Versicherung in €		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
<b>Summe in €</b>		250	250	250	250	250	300	300	300	300	1.050

	Jahr	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Wartung in €		200	200	200	200	200	250	250	250	250	250
Versicherung in €		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
<b>Summe in €</b>		250	250	250	250	250	300	300	300	300	300

Tabelle 11: Berechnung Betriebskosten - Projekt A

### 6.4.2 Betriebskosten Projekt B

In Tabelle 12 sind die jährlichen Kosten für das Projekt B aufgelistet. Generell ist, durch die einfachere Wartung bei vertikalen Windkraftanlagen, mit niedrigeren Betriebskosten zu rechnen. An Wartungskosten ist in den ersten fünf Jahren mit 100 Euro zu rechnen, ab dem sechsten Jahr steigen die Kosten auf 200 Euro. Einzig die große Revision im zehnten Jahr ist mit 2.000 Euro erheblich teurer als die Revision für Projekt A. Danach sinken auch hier die Kosten wieder, auf 100 Euro pro Jahr. In den letzten fünf Betriebsjahren ist mit Kosten in der Höhe von 200 Euro zu rechnen.

	Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Wartung in €		100	100	100	100	100	200	200	200	200	2.000
Versicherung in €		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
<b>Summe in €</b>		150	150	150	150	150	250	250	250	250	2.050

	Jahr	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Wartung in €		100	100	100	100	100	200	200	200	200	200
Versicherung in €		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
<b>Summe in €</b>		150	150	150	150	150	250	250	250	250	250

Tabelle 12: Berechnung Betriebskosten - Projekt B

## 7 Ertragsermittlung

### 7.1 Jahresleistung

Für die Ermittlung des Ertrages sind zwei Aspekte von großer Bedeutung. Zum einen die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit, welche Kapitel 5.1 zu entnehmen ist, und zum anderen die Leistungskennlinie der Anlage.

Anhand dieser Daten wird der Ertrag für einen gewissen Zeitraum berechnet, im konkreten Fall für ein Jahr.

#### 7.1.1 Projekt A

Die Leistungskennlinie von Projekt A wird in Diagramm 2 gezeigt. Die Nennleistung von 15 Kilowatt tritt bei 11 Metern pro Sekunde Windgeschwindigkeit ein.

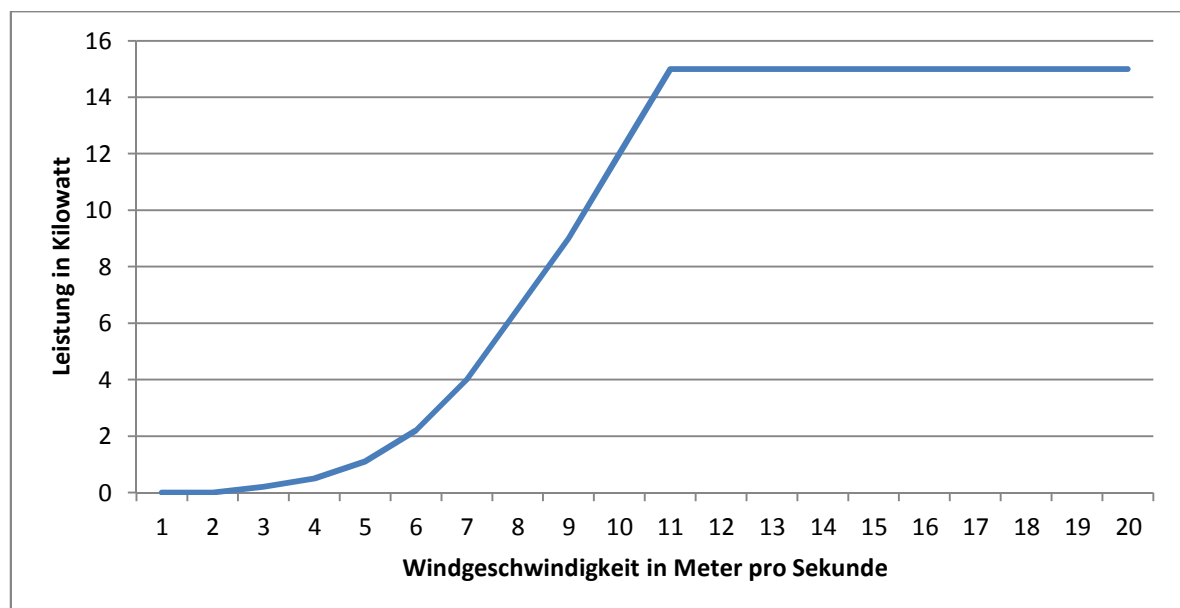


Diagramm 2: Leistungskennlinie Projekt A

In nachstehender Tabelle 13 werden die Windstunden mit der, im jeweiligen Bereich, auftretenden Leistung multipliziert. Das Ergebnis daraus sind die Kilowatt pro Stunde. Addiert man die einzelnen Kilowattstunden, erhält man die zu erwartenden Kilowattstunden pro Jahr.

Mit Projekt A ist eine Leistung von 22.439 Kilowattstunden pro Jahr zu erwarten.

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	0-1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Stunden	543	981	1.261	1.340	1.261	1.060	823	578	377	228
Kilowatt	0	0	0,2	0,5	1,1	2,2	4	6,5	9	12
Kilowattstunden	0	0	252	670	1.387	2.332	3.292	3.757	3.393	2.736

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Stunden	131	70	35	18	9	9	9	9	9	9
Kilowatt	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Kilowattstunden	1.965	1.050	525	270	135	135	135	135	135	135

Kilowattstunden pro Jahr	22.439
-----------------------------	--------

Tabelle 13: Berechnung Kilowattstunden pro Jahr - Projekt A

### 7.1.2 Projekt B

Diagramm 3 zeigt die Leistungskennlinie von Projekt B. Die Nennleistung von 10 Kilowatt tritt hier bei 10 Metern pro Sekunde Windgeschwindigkeit auf, womit diese mit 10 Kilowatt deutlich unter der Nennleistung von Projekt A liegt.

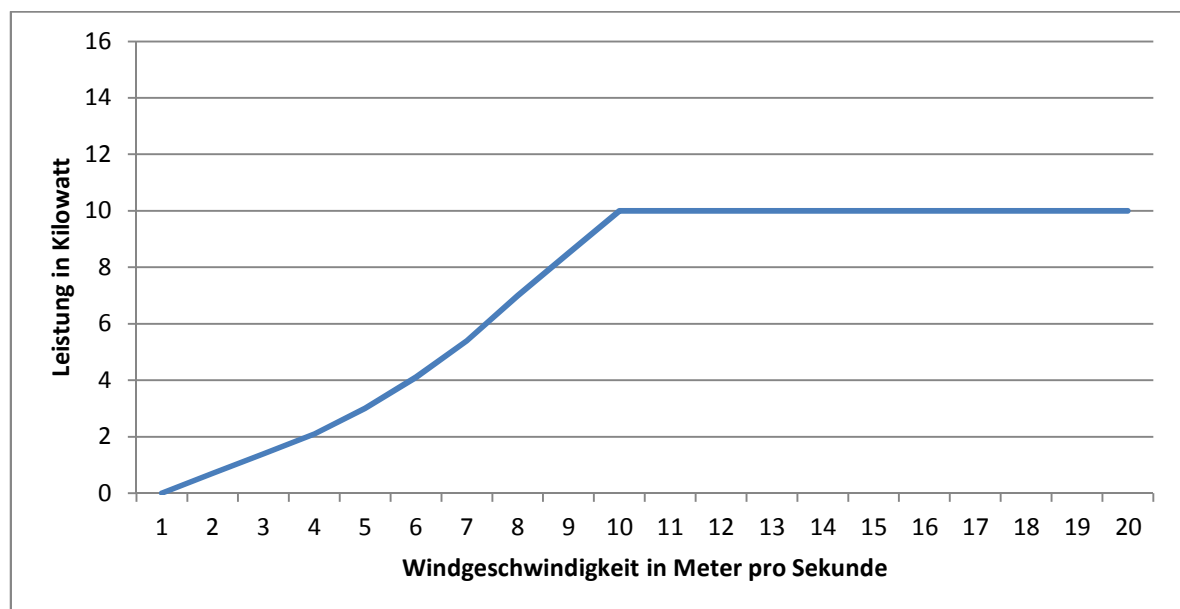


Diagramm 3: Leistungskennlinie Projekt B

Wie schon in Tabelle 13 werden auch in Tabelle 14 die Windstunden mit der, im jeweiligen Bereich, auftretenden Leistung multipliziert.

Mit einer Leistung von 30.450 Kilowattstunden pro Jahr ist durch Projekt B deutlich mehr zu erwarten als durch Projekt A.

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	0-1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Stunden	543	981	1.261	1.340	1.261	1.060	823	578	377	228
Kilowatt	0	1	1	2	3	4	5	7	9	10
Kilowattstunden	0	687	1.765	2.814	3.783	4.346	4.444	4.046	3.205	2.280

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Stunden	131	70	35	18	9	9	9	9	9	9
Kilowatt	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Kilowattstunden	1.310	700	350	180	90	90	90	90	90	90

Kilowattstunden pro Jahr	30.450
-----------------------------	--------

Tabelle 14: Berechnung Kilowattstunden pro Jahr - Projekt B

## 7.2 Vergütung zum Einspeisetarif

Zum Einspeisetarif von 9,5 Cent pro Kilowattstunde wird über einen Zeitraum von 13 Jahren, ab Inbetriebnahme der Anlage, vergütet. Wird also eine Volleinspeisung zum Einspeisetarif gewählt, kann damit 13 Jahre lang gerechnet werden.

### Anlage A

Jahresertrag (Einspeisevertrag) = Kilowattstunden pro Jahr × Einspeisetarif in €

Jahresertrag (Einspeisevertrag) = 22.439 × 0,095 € = 2.131,70 €

### Anlage B

Jahresertrag (Einspeisevertrag) = Kilowattstunden pro Jahr × Einspeisetarif in €

Jahresertrag (Einspeisevertrag) = 30.405 × 0,095 € = 2.888,50 €

### 7.3 Vergütung zum Marktpreis mit Eigenbedarfsanteil

Bei der Vergütung zum Marktpreis mit Eigenbedarfsanteil wird davon ausgegangen, dass 3.000 Kilowattstunden im Jahr direkt vom Projektierer verbraucht werden. Es ist außerdem anzunehmen, dass sich der Marktpreis für elektrische Energie in den nächsten Jahren um 2 % jährlich erhöhen wird. Um ein Jahresergebnis zu erhalten, wird der Eigenverbrauch mit dem Endkundenpreis multipliziert und der restliche erzeugte Strom mit dem Marktpreis multipliziert. Eine Addition beider Ergebnisse liefert das Jahresergebnis der Anlage. In Tabelle 15 und Tabelle 16 werden diese Jahresergebnisse berechnet.

#### Projekt A

Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Marktpreis in Cent	5,00	5,10	5,20	5,31	5,41	5,52	5,63	5,74	5,86	5,98
Verkaufter Strom in Kilowattstunden	19.439	19.439	19.439	19.439	19.439	19.439	19.439	19.439	19.439	19.439
Ertrag Stromverkauf in €	972	991	1011	1031	1052	1073	1095	1116	1139	1161
Endkundenpreis in Cent	18,00	18,36	18,73	19,10	19,48	19,87	20,27	20,68	21,09	21,51
Eigenverbrauch in Kilowattstunden	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Ersparnis durch Eigenverbrauch in €	540	551	562	573	585	596	608	620	633	645
Jahresergebnis in €	1.512	1.542	1.573	1.604	1.637	1.669	1.703	1.737	1.771	1.807

Jahr	11	12	13	14	15	16	17	18	18	20
Marktpreis in Cent	6,10	6,22	6,34	6,47	6,60	6,73	6,86	7,00	7,14	7,28
Verkaufter Strom in Kilowattstunden	19.439	19.439	19.439	19.439	19.439	19.439	19.439	19.439	19.439	19.439
Ertrag Stromverkauf €	1.185	1.209	1.233	1.257	1.282	1.308	1.334	1.361	1.388	1.416
Endkundenpreis in Cent	21,94	22,38	22,83	23,29	23,75	24,23	24,71	25,20	25,71	26,22
Eigenverbrauch in Kilowattstunden	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Ersparnis durch Eigenverbrauch in €	658	671	685	699	713	727	741	756	771	787
Jahresergebnis in €	1.843	1.880	1.917	1.956	1.995	2.035	2.076	2.117	2.159	2.203

Tabelle 15: Ertragsermittlung zum Marktpreis mit Eigenbedarfsanteil - Projekt A

**Projekt B**

Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Marktpreis in Cent	5,00	5,10	5,20	5,31	5,41	5,52	5,63	5,74	5,86	5,98
Verkaufter Strom in Kilowattstunden	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450
Ertrag Stromverkauf in €	1.373	1.400	1.428	1.456	1.486	1.515	1.546	1.576	1.608	1.640
Endkundenpreis in Cent	18,00	18,36	18,73	19,10	19,48	19,87	20,27	20,68	21,09	21,51
Eigenverbrauch in Kilowattstunden	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Ersparnis durch Eigenverbrauch in €	540	551	562	573	585	596	608	620	633	645
Jahresergebnis in €	1.913	1.951	1.990	2.030	2.070	2.111	2.154	2.197	2.241	2.285

Jahr	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Marktpreis in Cent	6,10	6,22	6,34	6,47	6,60	6,73	6,86	7,00	7,14	7,28
Verkaufter Strom in Kilowattstunden	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450
Ertrag Stromverkauf €	1.673	1.707	1.741	1.775	1.811	1.847	1.884	1.922	1.960	1.999
Endkundenpreis in Cent	21,94	22,38	22,83	23,29	23,75	24,23	24,71	25,20	25,71	26,22
Eigenverbrauch in Kilowattstunden	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Ersparnis durch Eigenverbrauch in €	658	671	685	699	713	727	741	756	771	787
Jahresergebnis in €	2.331	2.378	2.425	2.474	2.523	2.574	2.625	2.678	2.731	2.786

Tabelle 16: Ertragsermittlung zum Marktpreis mit Eigenbedarfsanteil - Projekt B

Die Berechnungen der Jahresergebnisse aus Tabelle 15 und Tabelle 16 werden in Kapitel 8 zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit benötigt.



## 8 Investitionsvergleich

### 8.1 Investitionsrechnung

Bei der dynamischen Amortisationsrechnung wird ermittelt, wie viel Zeit benötigt wird, bis das eingesetzte Kapital durch die Einnahmen wieder zurück gewonnen wird.<sup>43</sup>

Als Kalkulationszinssatz wird der 10-jährige Mittelwert der Inflation in Österreich angenommen, dieser entspricht 2 %.

#### 8.1.1 Projekt A

Tabelle 17 zeigt die detaillierte Berechnung des Kapitalwertes für die einzelnen Jahre. Die Investition von Projekt A hat eine Amortisationszeit von circa 18,7 Jahren und nach 20 Jahren einen Kapitalwert von 1.626,10 Euro.

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-27.850,0	-27.850,0	1,000	-27.850,0	-27.850,0
	1	2.131,7	-250,0	1.881,7	0,980	1.844,8	-26.005,2
	2	2.131,7	-250,0	1.881,7	0,961	1.808,6	-24.196,6
	3	2.131,7	-250,0	1.881,7	0,942	1.773,2	-22.423,4
	4	2.131,7	-250,0	1.881,7	0,924	1.738,4	-20.685,0
	5	2.131,7	-250,0	1.881,7	0,906	1.704,3	-18.980,7
	6	2.131,7	-300,0	1.831,7	0,888	1.626,5	-17.354,2
	7	2.131,7	-300,0	1.831,7	0,871	1.594,6	-15.759,6
	8	2.131,7	-300,0	1.831,7	0,853	1.563,3	-14.196,2
	9	2.131,7	-300,0	1.831,7	0,837	1.532,7	-12.663,6
	10	2.131,7	-1.050,0	1.081,7	0,820	887,4	-11.776,2
	11	2.131,7	-250,0	1.881,7	0,804	1.513,4	-10.262,8
	12	2.131,7	-250,0	1.881,7	0,788	1.483,7	-8.779,1
	13	2.131,7	-250,0	1.881,7	0,773	1.454,6	-7.324,5
	14	1.956,0	-250,0	1.706,0	0,758	1.292,9	-6.031,5
	15	1.995,0	-250,0	1.745,0	0,743	1.296,6	-4.735,0
	16	2.035,0	-300,0	1.735,0	0,728	1.263,9	-3.471,1
	17	2.076,0	-300,0	1.776,0	0,714	1.268,4	-2.202,8
	18	2.117,0	-300,0	1.817,0	0,700	1.272,2	-930,6
	19	2.159,0	-300,0	1.859,0	0,686	1.276,1	345,5
	20	2.203,0	-300,0	1.903,0	0,673	1.280,7	1.626,1
	<b>Summe</b>			<b>€ 8.153,1</b>		<b>€ 1.626,1</b>	

Tabelle 17: Investitionsrechnung Projekt A

<sup>43</sup> Vgl. (Götze, 2008), S. 107.

### 8.1.2 Projekt B

In Tabelle 18 wird, wie auch in Tabelle 17, der Kapitalwert für die einzelnen Jahre berechnet, in diesem Fall für das Projekt B. Die Investition von Projekt B hat eine Amortisationszeit von circa 12,8 Jahren und nach 20 Jahren einen Kapitalwert von 12.527,20 Euro.

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-28.670,0	-28.670,0	1,000	-28.670,0	-28.670,0
	1	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,980	2.684,8	-25.985,2
	2	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,961	2.632,2	-23.353,0
	3	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,942	2.580,5	-20.772,5
	4	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,924	2.530,0	-18.242,5
	5	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,906	2.480,3	-15.762,2
	6	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,888	2.342,9	-13.419,3
	7	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,871	2.297,0	-11.122,3
	8	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,853	2.251,9	-8.870,4
	9	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,837	2.207,8	-6.662,6
	10	2.888,5	-2.050,0	838,5	0,820	687,9	-5.974,7
	11	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,804	2.202,5	-3.772,3
	12	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,788	2.159,3	-1.613,0
	13	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,773	2.116,9	504,0
	14	2.474,0	-150,0	2.324,0	0,758	1.761,3	2.265,3
	15	2.523,0	-150,0	2.373,0	0,743	1.763,2	4.028,5
	16	2.574,0	-250,0	2.324,0	0,728	1.692,9	5.721,4
	17	2.625,0	-250,0	2.375,0	0,714	1.696,1	7.417,5
	18	2.678,0	-250,0	2.428,0	0,700	1.700,0	9.117,5
	19	2.731,0	-250,0	2.481,0	0,686	1.703,0	10.820,5
	20	2.786,0	-250,0	2.536,0	0,673	1.706,7	12.527,2
<b>Summe</b>				<b>€ 21.471,5</b>		<b>€ 12.527,2</b>	

Tabelle 18: Investitionsrechnung Projekt B

## 8.2 Bewertung

Nach Gegenüberstellung der Kapitalwerte und Amortisationszeiten beider Projekte, fällt die Wahl klar auf Projekt B. Aufgrund der langen Amortisationszeit, wird in Kapitel 8.3 mögliches Potential für Einsparungen analysiert, um die Dauer von circa 12,8 Jahren zu verringern und den Kapitalwert von 12.527,20 Euro zu steigern.

In Diagramm 4 wird die Kapitalwertentwicklung der beiden Projekte graphisch verglichen. Es ist gut ersichtlich, dass Projekt B gegenüber Projekt A eine deutlich bessere Kapitalwertentwicklung aufweist. Interessanterweise hat die Anlage B gegenüber der Anlage A eine deutlich geringere Nennleistung.

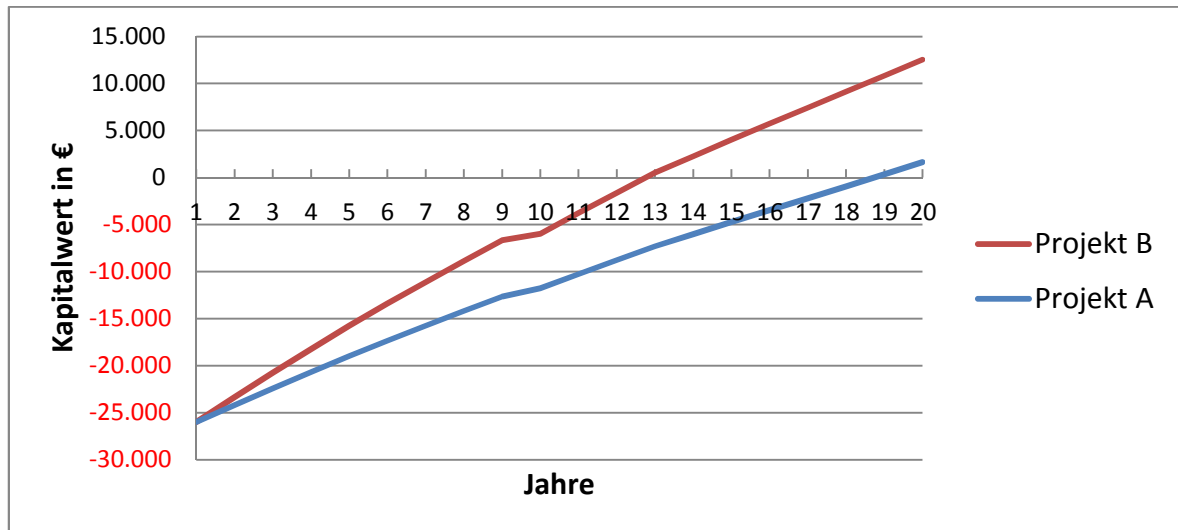


Diagramm 4: Vergleich Kapitalwertentwicklung Projekt A und Projekt B

In Diagramm 5 werden die beiden Leistungskennlinien verglichen. Hier wird deutlich, dass Anlage B in Phase 2 (siehe Kapitel 3) deutlich effektiver ist. Da sich die Windgeschwindigkeit an diesem Standort hauptsächlich in dieser Phase 2 bewegt, ist Projekt B auch die wirtschaftlichere Anlage. Würde die Anlage durch höhere Windgeschwindigkeiten vermehrt in Phase 3 elektrische Energie erzeugen, wäre die Wahl wohl auf Projekt A gefallen.

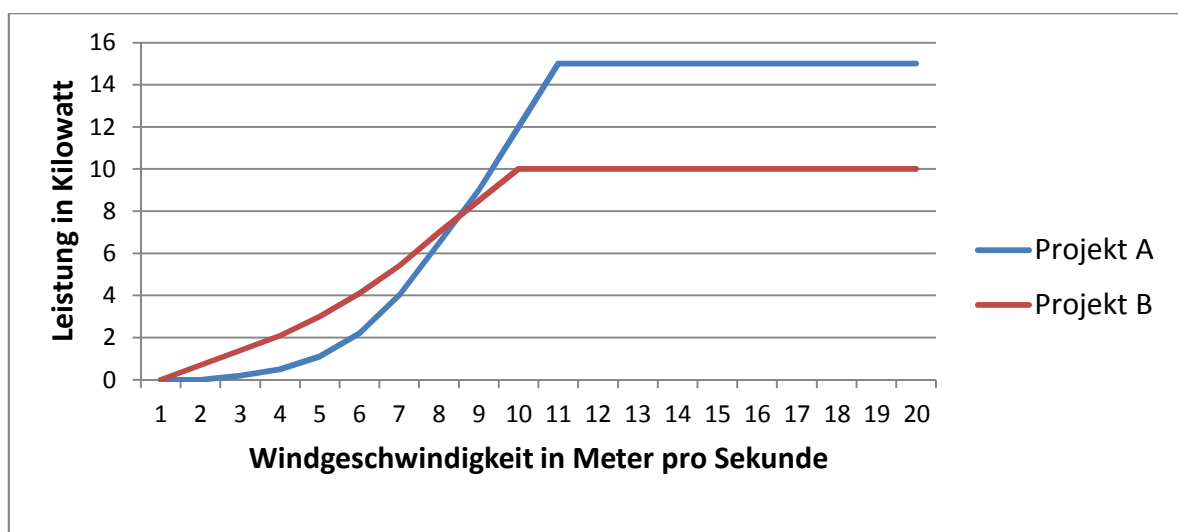


Diagramm 5: Vergleich Leistungskennlinien Anlage A und Anlage B

### 8.3 Einsparungspotential

In der Kostenaufstellung für Projekt B werden alle Tätigkeiten von Dritten durchgeführt. Durch diverse Eigenleistungen könnte sich die Amortisationszeit verkürzen. Da der Projektierer selbst einen Bagger besitzt, können diese Arbeiten eigenmächtig durchgeführt werden. Einzig für Treibstoff und Abnutzung des Baggers fallen Kosten an. Die Kosten für die Baggerarbeiten, für Fundament und Erschließung des Geländes, können so von 2.600 Euro auf 600 Euro gesenkt werden.

Für die Montage und Inbetriebnahme wird die Arbeitszeit durch Inanspruchnahme von Unterstützung auf drei Tage verkürzt. Dies entspricht Einsparungen in Höhe von 1.500 Euro.

Die Standortanalyse kann selbst durchgeführt werden, es können Kosten von 1.000 Euro gespart werden.

In Summe ergibt dies eine Einsparung von 4.500 Euro. In Tabelle 19 werden diese Punkte zusammenfassend dargestellt.

	Kosten Alt		Kosten Neu		Einsparung
Baggerarbeiten	1.000 €		200 €		800 €
Montage und Inbetriebnahme	3.000 €		1.500 €		1.500 €
Geländeerschließung	1.600 €		400 €		1.200 €
Standortanalyse	1.500 €		500 €		1.000 €
<b>Summe</b>	<b>7.100 €</b>		<b>2.600 €</b>		<b>4.500 €</b>

Tabelle 19: Berechnung Einsparungspotential

**Kosten Projekt B nach Einsparungen**

Die Kosten für Projekt B können nach Einsparungen auf 24.170 Euro reduziert werden.

<b>Gondel und Maschinensatz</b>		
Gondel Windturbine	7.200 €	
Datenaufzeichnung	800 €	
Netzeinspeiserichter	1.800 €	
<b>Turm</b>		
Turm inklusive Leiter und Plattform	2.000 €	
Anker Bolzen und Schablone für Bolzen	1.020 €	
Lackierung	600 €	
<b>Fundament</b>		
Fundamentstatik und Fundamentpläne	1.000 €	
40 m³ Beton	3.200 €	
Baggerarbeiten	200 €	
<b>Sonstige Kosten</b>		
Transport	600 €	
Drei Tage Montage und Inbetriebnahme	1.500 €	
<b>Summe Anlage A</b>	<b>19.920 €</b>	
Netzanschluss	3.000 €	
Geländeerschließung	400 €	
Planung und Genehmigung	350 €	
Standortanalyse	500 €	
<b>Summe standortbezogene Kosten</b>	<b>4.250 €</b>	
<b>Kosten Projekt B</b>	<b>24.170 €</b>	

Tabelle 20: Berechnung Anlagenkosten nach Einsparung <sup>44</sup>

<sup>44</sup> Detailberechnung siehe Anhang 1

### 8.3.1 Investitionsrechnung nach Einsparung

Nach Einsparungen in Höhe von 4.500 Euro verringert sich die Amortisationszeit von 12,8 Jahren um 2,1 Jahre auf circa 10,7 Jahre. Der Kapitalwert nach 20 Jahren wird auf 17.027,20 Euro erhöht.

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,0	-24.170,0
	1	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,980	2.684,8	-21.485,2
	2	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,961	2.632,2	-18.853,0
	3	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,942	2.580,5	-16.272,5
	4	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,924	2.530,0	-13.742,5
	5	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,906	2.480,3	-11.262,2
	6	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,888	2.342,9	-8.919,3
	7	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,871	2.297,0	-6.622,3
	8	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,853	2.251,9	-4.370,4
	9	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,837	2.207,8	-2.162,6
	10	2.888,5	-2.050,0	838,5	0,820	687,9	-1.474,7
	11	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,804	2.202,5	727,7
	12	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,788	2.159,3	2.887,0
	13	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,773	2.116,9	5.004,0
	14	2.474,0	-150,0	2.324,0	0,758	1.761,3	6.765,3
	15	2.523,0	-150,0	2.373,0	0,743	1.763,2	8.528,5
	16	2.574,0	-250,0	2.324,0	0,728	1.692,9	10.221,4
	17	2.625,0	-250,0	2.375,0	0,714	1.696,1	11.917,5
	18	2.678,0	-250,0	2.428,0	0,700	1.700,0	13.617,5
	19	2.731,0	-250,0	2.481,0	0,686	1.703,0	15.320,5
	20	2.786,0	-250,0	2.536,0	0,673	1.706,7	17.027,2
<b>Summe</b>				<b>€ 25.971,5</b>		<b>€ 17.027,2</b>	

Tabelle 21: Investitionsrechnung nach Einsparung

## 9 Sensitivitätsanalyse

Mit einer Sensitivitätsanalyse wird geprüft in wie weit sich Ergebnisse verändern, wenn sich einzelne Parameter ändern. In diesem konkreten Fall der Kapitalwert bzw. die Amortisationszeit der Anlage.<sup>45</sup>

Die Kapitalwertentwicklung und Amortisationszeit werden unter folgenden Variationen betrachtet:

- Marktpreis und Variation von Eigenbedarf
- Einspeisetarif und Variation Eigenbedarf
- Veränderung der Windverhältnisse
- Veränderung Windverteilung

Ausgangspunkt einer jeden Betrachtung ist der errechnete Kapitalwert nach Einsparung, andere Eingangsgrößen bleiben dabei unverändert. Des Weiteren wird untersucht wie weit die Eingangswerte abweichen dürfen um eine Amortisationszeit von 12 Jahren bzw. von 10,7 Jahren zu erreichen.

### 9.1 Marktpreis und Variation von Eigenbedarf

Bei Marktpreis und Variation von Eigenbedarf wird davon ausgegangen, dass der Projektierer nicht den Einspeisetarif von 9,5 Cent erhält, sondern den Strom um den angenommenen Marktpreis verkaufen muss. Untersucht wird, wie sich der Eigenbedarf auf das Ergebnis auswirkt. Tabelle 22 zeigt die Berechnung der einzelnen Jahresergebnisse. Es werden folgende Varianten angenommen:

- 100 % Eigenbedarfsanteil – 3.000 Kilowattstunden pro Jahr
- 150 % Eigenbedarfsanteil – 4.500 Kilowattstunden pro Jahr
- 50 % Eigenbedarfsanteil – 1.500 Kilowattstunden pro Jahr
- 0 % Eigenbedarfsanteil – 0 Kilowattstunden pro Jahr
- 200 % Eigenbedarfsanteil – 6.000 Kilowattstunden pro Jahr

Die Steigerung des Marktpreises für Strom wird, wie schon in den vorangegangenen Beispielen, mit zwei Prozent pro Jahr angenommen.

---

<sup>45</sup> Vgl. (Domschke & Scholl, 2005), S.259.

Folgende Tabelle 22 zeigt die Berechnung der Jahresergebnisse der fünf verschiedenen Varianten.

100 % Eigenbedarfsanteil										
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ertrag Stromverkauf in €	1.373	1.400	1.428	1.456	1.486	1.515	1.546	1.576	1.608	1.640
Ersparnis durch Eigenverbrauch in €	540	551	562	573	585	596	608	620	633	645
Jahresergebnis	1.913	1.951	1.990	2.030	2.070	2.111	2.154	2.197	2.241	2.285
Jahr	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ertrag Stromverkauf in €	1.673	1.707	1.741	1.775	1.811	1.847	1.884	1.922	1.960	1.999
Ersparnis durch Eigenverbrauch in €	658	671	685	699	713	727	741	756	771	787
Jahresergebnis	2.331	2.378	2.425	2.474	2.523	2.574	2.625	2.678	2.731	2.786
150 % Eigenbedarfsanteil										
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ertrag Stromverkauf in €	1.298	1.323	1.350	1.377	1.404	1.432	1.461	1.490	1.520	1.551
Ersparnis durch	810	826	843	860	877	894	912	930	949	968
Jahresergebnis	2.108	2.150	2.193	2.236	2.281	2.327	2.373	2.421	2.469	2.519
Jahr	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ertrag Stromverkauf in €	1.582	1.613	1.645	1.678	1.712	1.746	1.781	1.817	1.853	1.890
Ersparnis durch	987	1.007	1.027	1.048	1.069	1.090	1.112	1.134	1.157	1.180
Jahresergebnis	2.569	2.620	2.673	2.726	2.781	2.836	2.893	2.951	3.010	3.070
50% Eigenbedarfsanteil										
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ertrag Stromverkauf in €	1.448	1.476	1.506	1.536	1.567	1.598	1.630	1.663	1.696	1.730
Ersparnis durch	270	275	281	287	292	298	304	310	316	323
Jahresergebnis	1.718	1.752	1.787	1.823	1.859	1.896	1.934	1.973	2.012	2.052
Jahr	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ertrag Stromverkauf in €	1.765	1.800	1.836	1.872	1.910	1.948	1.987	2.027	2.067	2.109
Ersparnis durch	329	336	342	349	356	363	371	378	386	393
Jahresergebnis	2.094	2.136	2.178	2.222	2.266	2.311	2.358	2.405	2.453	2.502
0 % Eigenbedarfsanteil										
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ertrag Stromverkauf in €	1.523	1.553	1.584	1.616	1.648	1.681	1.715	1.749	1.784	1.819
Ersparnis durch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jahresergebnis	1.523	1.553	1.584	1.616	1.648	1.681	1.715	1.749	1.784	1.819
Jahr	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ertrag Stromverkauf in €	1.856	1.893	1.931	1.970	2.009	2.049	2.090	2.132	2.174	2.218
Ersparnis durch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jahresergebnis	1.856	1.893	1.931	1.970	2.009	2.049	2.090	2.132	2.174	2.218
200 % Eigenbedarfsanteil										
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ertrag Stromverkauf in €	1.223	1.247	1.271	1.298	1.323	1.350	1.377	1.403	1.433	1.462
Ersparnis durch	1.080	1.102	1.124	1.146	1.169	1.192	1.216	1.241	1.265	1.291
Jahresergebnis	2.303	2.349	2.395	2.444	2.492	2.542	2.593	2.644	2.698	2.753
Jahr	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ertrag Stromverkauf in €	1.491	1.521	1.550	1.582	1.614	1.645	1.677	1.712	1.746	1.780
Ersparnis durch	1.316	1.343	1.370	1.397	1.425	1.454	1.483	1.512	1.543	1.573
Jahresergebnis	2.808	2.864	2.920	2.979	3.039	3.099	3.160	3.224	3.288	3.353

Tabelle 22: Berechnung Jahresergebnis bei Marktpreis und Variation von Eigenbedarf <sup>46</sup>

<sup>46</sup> Detailberechnung siehe Anhang 2



Wie aus Tabelle 23 zu entnehmen ist, verlängert sich die Amortisationszeit ohne einen Einspeisetarif erheblich. Die Anlage würde sich bei reiner Einspeisung in das öffentliche Netz erst nach circa 19,3 Jahren rentieren. Sollte der Projektierer 100 % der geplanten 3.000 Kilowattstunden im Jahr für den Eigenverbrauch benötigen, würde sich die Anlage nach 14,9 Jahren rentieren. Bei rein theoretischen 200 % Kilowattstunden Eigenverbrauch würde sich die Anlage nach 12,3 Jahren rechnen.

Jahr	Kapitalwert 0 % EBA in €	Kapitalwert 50 % EBA in €	Kapitalwert 100 % EBA in €	Kapitalwert 150 % EBA in €	Kapitalwert 200 % EBA in €
0	-24.170,0	-24.170,0	-24.170,0	-24.170,0	-24.170,0
1	-22.823,9	-22.632,7	-22.441,6	-22.250,4	-22.059,2
2	-21.475,4	-21.093,0	-20.710,5	-20.328,1	-19.945,6
3	-20.124,1	-19.550,4	-18.976,6	-18.402,9	-17.830,1
4	-18.769,8	-18.004,8	-17.239,8	-16.475,7	-15.710,8
5	-17.413,0	-16.456,9	-15.500,8	-14.545,6	-13.589,6
6	-16.142,3	-14.995,3	-13.848,3	-12.701,3	-11.554,3
7	-14.866,9	-13.529,3	-12.190,7	-10.853,1	-9.514,6
8	-13.587,5	-12.058,7	-10.529,0	-9.000,2	-7.471,4
9	-12.303,9	-10.584,3	-8.863,0	-7.143,4	-5.423,0
10	-12.493,4	-10.582,7	-8.670,2	-6.758,7	-4.846,3
11	-11.121,4	-9.019,2	-6.916,1	-4.813,2	-2.708,5
12	-9.747,0	-7.453,3	-5.159,4	-2.865,6	-568,6
13	-8.370,3	-5.885,5	-3.400,7	-915,2	1.572,7
14	-6.990,9	-4.315,2	-1.639,4	1.037,0	3.716,8
15	-5.609,7	-2.743,0	123,8	2.991,9	5.863,3
16	-4.299,2	-1.241,7	1.816,7	4.875,7	7.938,7
17	-2.985,1	263,8	3.512,8	6.763,2	10.016,9
18	-1.667,4	1.772,6	5.212,8	8.654,3	12.099,2
19	-346,7	3.284,8	6.915,8	10.548,9	14.184,5
20	977,7	4.800,4	8.622,5	12.446,7	16.272,8

Tabelle 23: Berechnung Kapitalwerte bei Marktpreis und Variation von Eigenbedarf <sup>47</sup>

### **Kritischer Wert**

Aus Tabelle 24 ist zu entnehmen, dass bei einem Eigenbedarfsanteil von ungefähr 212,5 % bzw. 6.374 Kilowattstunden pro Jahr eine Amortisationszeit von 12 Jahren gehalten werden kann. Um die Amortisationszeit von 10,7 Jahren zu halten, muss der Eigenbedarfsanteil bei 281,8 % bzw. 8.453 Kilowattstunden pro Jahr liegen.

<sup>47</sup> Detailberechnung siehe Anhang 3 bis 7

212,5 % Eigenbedarfsanteil										
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ertrag Stromverkauf in €	1.204	1.228	1.252	1.277	1.303	1.329	1.356	1.383	1.410	1.439
Ersparnis durch Eigenverbrauch in €	1.147	1.170	1.194	1.218	1.242	1.267	1.292	1.318	1.344	1.371
Jahresergebnis in €	2.351	2.398	2.446	2.495	2.545	2.596	2.648	2.701	2.754	2.810
Kapitalwert in €	-22.012	-19.852	-17.688	-15.522	-13.353	-11.270	-9.182	-7.090	-4.994	-4.371
Jahr	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ertrag Stromverkauf in €	1.467	1.497	1.527	1.557	1.588	1.620	1.653	1.686	1.719	1.754
Ersparnis durch Eigenverbrauch in €	1.399	1.427	1.455	1.484	1.514	1.544	1.575	1.606	1.639	1.671
Jahresergebnis in €	2.866	2.924	2.982	3.041	3.102	3.164	3.228	3.292	3.358	3.425
Kapitalwert in €	-2.187	0	2.189	4.380	6.574	8.696	10.823	12.953	15.086	17.223

281,8 % Eigenbedarfsanteil										
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ertrag Stromverkauf in €	1.100	1.122	1.144	1.167	1.191	1.214	1.239	1.263	1.289	1.314
Ersparnis durch Eigenverbrauch in €	1.521	1.552	1.583	1.615	1.647	1.680	1.713	1.748	1.783	1.818
Jahresergebnis in €	2.621	2.674	2.727	2.782	2.838	2.894	2.952	3.011	3.072	3.132
Kapitalwert in €	-21.747	-19.321	-16.892	-14.461	-12.027	-9.679	-7.327	-4.970	-2.610	-1.721
Jahr	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ertrag Stromverkauf in €	1.341	1.368	1.395	1.423	1.451	1.480	1.510	1.540	1.571	1.602
Ersparnis durch Eigenverbrauch in €	1.855	1.892	1.930	1.968	2.008	2.048	2.089	2.130	2.173	2.217
Jahresergebnis in €	3.196	3.260	3.325	3.391	3.459	3.528	3.599	3.670	3.744	3.819
Kapitalwert in €	728	3.179	5.633	8.089	10.548	12.935	15.327	17.721	20.119	22.521

Tabelle 24: Kritische Werte – Marktpreis und Variation von Eigenbedarf<sup>48</sup>

## 9.2 Einspeisetarif und Variation von Eigenbedarf

Bei der Eigenbedarfsvariation wird untersucht, wie sich der Kapitalwert ändert, wenn weniger bzw. mehr Strom vom Projektierer verbraucht wird. Ausgangspunkt ist hier der geplante Eigenverbrauch von 3.000 Kilowattstunden pro Jahr.

Es werden folgende Varianten angenommen:

- 100 % Eigenbedarfsanteil – 3.000 Kilowattstunden pro Jahr
- 150 % Eigenbedarfsanteil – 4.500 Kilowattstunden pro Jahr
- 50 % Eigenbedarfsanteil – 1.500 Kilowattstunden pro Jahr
- 0 % Eigenbedarfsanteil – 0 Kilowattstunden pro Jahr
- 200 % Eigenbedarfsanteil – 6.000 Kilowattstunden pro Jahr

<sup>48</sup> Detailberechnung siehe Anhang 8 und 9

Da die ersten 13 Jahre die Einspeisevergütung von 9,5 Cent zu tragen kommt, wird sich an der Amortisationszeit nichts ändern, sehr wohl jedoch am Kapitalwert nach 20 Jahren.

Wie in Tabelle 25 ersichtlich, ist eine Variation des Eigenbedarfs auch bei einem kompletten Ausfall der Anlage, sprich bei 0 % Eigenbedarfsanteil, nach 20 Jahren noch bei 14.351,91 Euro. Der Unterschied zu theoretischen 200 % Eigenbedarf ist in diesem Fall gering. Eine Variation des Eigenbedarfs, in Verbindung mit einer Einspeisevergütung von 9,5 Cent über 13 Jahre, kann als geringes Risiko angesehen werden. Eine Berechnung der kritischen Werte ist hier nicht möglich, da bei allen Varianten die Amortisationszeit von 10,7 Jahren erreicht wird.

Jahr	Kapitalwert 0 % EBA in €	Kapitalwert 50 % EBA in €	Kapitalwert 100 % EBA in €	Kapitalwert 150 % EBA in €	Kapitalwert 200 % EBA in €
0	-24.170,0	-24.170,0	-24.170,0	-24.170,0	-24.170,0
1	-21.485,2	-21.485,2	-21.485,2	-21.485,2	-21.485,2
2	-18.853,0	-18.853,0	-18.853,0	-18.853,0	-18.853,0
3	-16.272,5	-16.272,5	-16.272,5	-16.272,5	-16.272,5
4	-13.742,5	-13.742,5	-13.742,5	-13.742,5	-13.742,5
5	-11.262,2	-11.262,2	-11.262,2	-11.262,2	-11.262,2
6	-8.919,3	-8.919,3	-8.919,3	-8.919,3	-8.919,3
7	-6.622,3	-6.622,3	-6.622,3	-6.622,3	-6.622,3
8	-4.370,4	-4.370,4	-4.370,4	-4.370,4	-4.370,4
9	-2.162,6	-2.162,6	-2.162,6	-2.162,6	-2.162,6
10	-1.474,7	-1.474,7	-1.474,7	-1.474,7	-1.474,7
11	727,7	727,7	727,7	727,7	727,7
12	2.887,0	2.887,0	2.887,0	2.887,0	2.887,0
13	5.004,0	5.004,0	5.004,0	5.004,0	5.004,0
14	6.383,3	6.574,3	6.765,3	6.956,3	7.148,0
15	7.764,6	8.146,5	8.528,5	8.911,1	9.294,6
16	9.075,1	9.647,8	10.221,4	10.794,9	11.369,9
17	10.389,1	11.153,3	11.917,5	12.682,4	13.448,1
18	11.706,8	12.662,1	13.617,5	14.573,6	15.530,4
19	13.027,5	14.174,4	15.320,5	16.468,1	17.615,8
20	14.351,9	15.689,9	17.027,2	18.365,9	19.704,0

Tabelle 25: Berechnung Kapitalwert bei Einspeisetarif und Variation von Eigenbedarf <sup>49</sup>

<sup>49</sup> Detailberechnung siehe Anhang 10 - 14

### 9.3 Veränderung Windverhältnisse

In Kapitel 9.3 wird untersucht, wie wichtig eine genaue Ermittlung der tatsächlichen Windstunden ist und wie sich die Rentabilität der Anlage verändert, wenn um 20 % weniger, oder mehr, Wind auftritt. Ausgangspunkt ist hierbei die ermittelte Jahresdurchschnittsgeschwindigkeit von 5,06 Metern pro Sekunde. 80 % Windaufkommen entspricht ungefähr einer Jahresdurchschnittsgeschwindigkeit von 4,04 Metern, 120 % etwa 6,07 Metern pro Sekunde. Die Berechnung der Jahresleistung erfolgt wie in Kapitel 7 beschrieben.

#### 80 % Windaufkommen

Diagramm 6 zeigt die mögliche Windverteilung bei 4,04 Metern pro Sekunde Jahresdurchschnittsgeschwindigkeit.

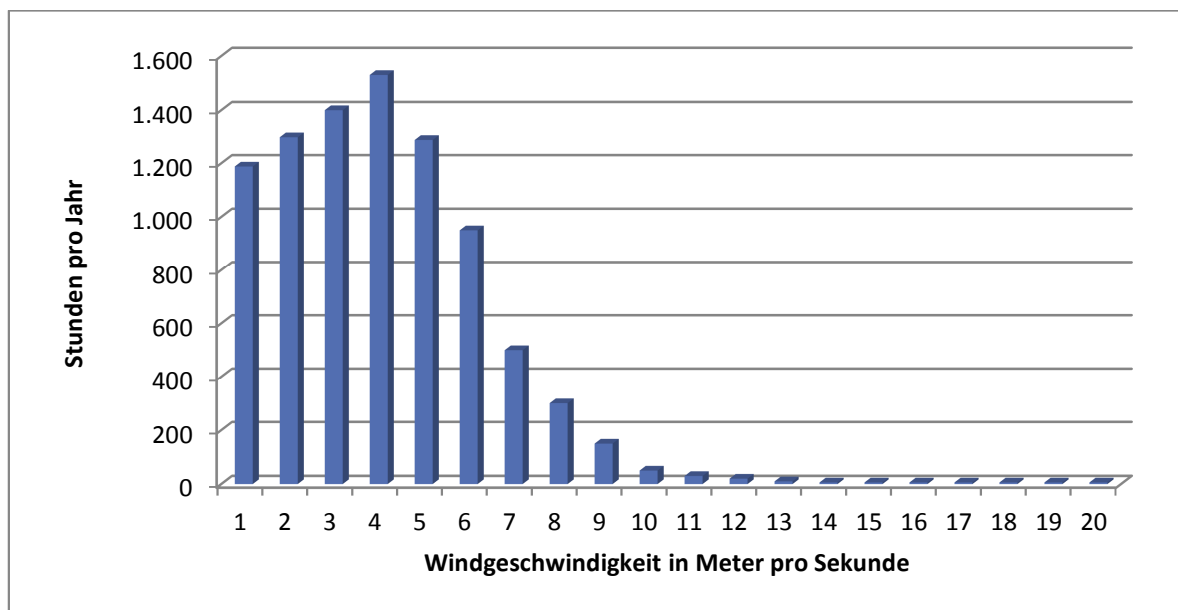


Diagramm 6: Sensitivitätsanalyse, 80 % Windaufkommen

**Berechnung Jahresleistung bei 80 % Windaufkommen**

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	0-1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Stunden	1.188	1.300	1.400	1.530	1.290	950	500	300	150	50
Kilowatt	0	1	1	2	3	4	5	7	9	10
Kilowatt pro Stunde	0	910	1.960	3.213	3.870	3.895	2.700	2.100	1.275	500

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Stunden	30	20	10	6	6	6	6	6	6	6
Kilowatt	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Kilowatt pro Stunde	300	200	100	60	60	60	60	60	60	60

Kilowattstunden pro Jahr	<b>21.443</b>
--------------------------	---------------

Tabelle 26: Sensitivitätsanalyse, Berechnung Kilowattstunden pro Jahr bei 80% Windaufkommen

Bei 80 % Windaufkommen ist pro Jahr mit einer Leistung von 21.443 Kilowattstunden zu rechnen.

**Ertragsermittlung bei 80 % Windaufkommen**

Für die ersten 13 Jahre ist, wie in folgender Berechnung zu sehen, mit einem Betrag von 2.037,10 Euro zu rechnen.

Jahresertrag (Einspeisevertrag) = Kilowattstunden pro Jahr × Einspeisetarif in €

Jahresertrag (Einspeisevertrag) = 21.443 × 0,095 € = 2.037,10 €

Die Erträge für die Betriebsjahre 14 – 20 sind der Tabelle 27 zu entnehmen.

Jahr	14	15	16	17	18	19	20
Marktpreis in Cent	6,47	6,60	6,73	6,86	7,00	7,14	7,28
Verkaufter Strom in Kilowattstunden	37.282	37.282	37.282	37.282	37.282	37.282	37.282
Ertrag Stromverkauf €	<b>2.411</b>	<b>2.459</b>	<b>2.509</b>	<b>2.559</b>	<b>2.610</b>	<b>2.662</b>	<b>2.716</b>
Endkundenpreis in Cent	23,29	23,75	24,23	24,71	25,20	25,71	26,22
Eigenverbrauch in Kilowattstunden	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Ersparnis durch Eigenverbrauch in €	<b>699</b>	<b>713</b>	<b>727</b>	<b>741</b>	<b>756</b>	<b>771</b>	<b>787</b>
Jahresergebnis	<b>3.110</b>	<b>3.172</b>	<b>3.235</b>	<b>3.300</b>	<b>3.366</b>	<b>3.434</b>	<b>3.502</b>

Tabelle 27: Berechnung Jahresergebnis der Jahre 14 bis 20 bei 80% Windaufkommen

### Kapitalwertentwicklung bei 80 % Windaufkommen

Bei 80 % Windaufkommen amortisiert sich die Anlage nach 16,6 Jahren.

Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Kapitalwert in €	-22.320	-20.506	-18.728	-16.984	-15.275	-13.688	-12.133	-10.607	-9.112	-9.123

Jahr	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Kapitalwert in €	-7.605	-6.117	-4.658	-3.339	-2.017	-765	490	1.748	3.009	4.275

Tabelle 28: Kapitalwertentwicklung bei 80 % Windaufkommen<sup>50</sup>

### 120 % Windaufkommen

Diagramm 7 zeigt die mögliche Windverteilung bei einer Jahresdurchschnittsgeschwindigkeit von 6,07 Metern pro Sekunde.

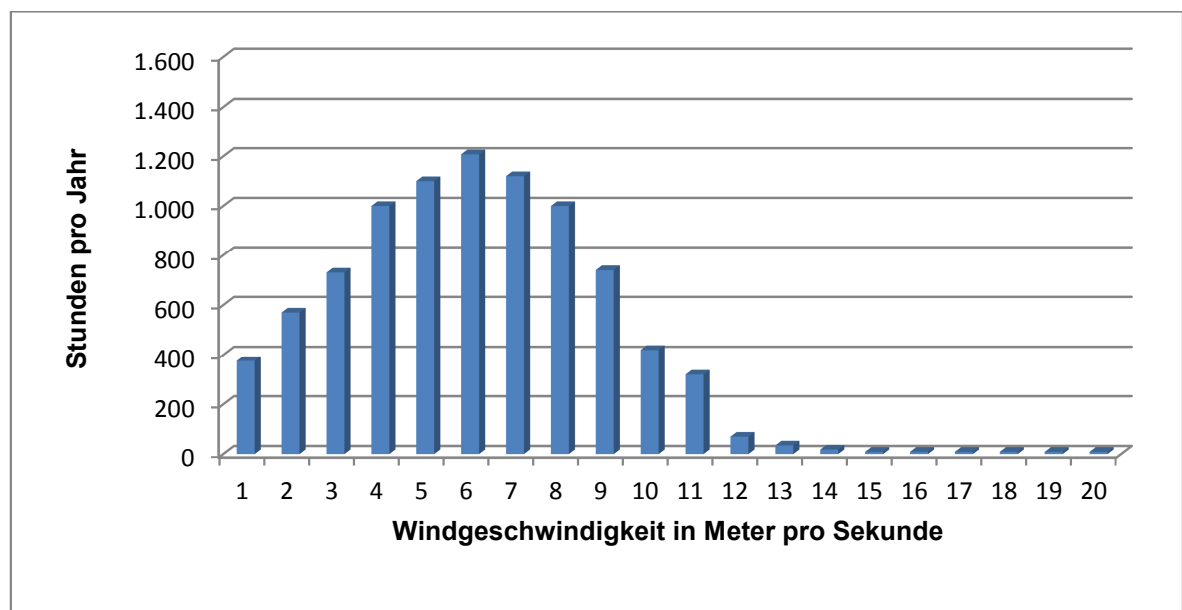


Diagramm 7: 120 % Windaufkommen

<sup>50</sup> Detailberechnung siehe Anhang 15

**Berechnung Jahresleistung bei 120 % Windaufkommen**

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	0-1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Stunden	375	570	730	1.000	1.100	1.208	1.120	1.000	740	420
Kilowatt	0	1	1	2	3	4	5	7	9	10
Kilowatt pro Stunde	0	399	1.022	2.100	3.300	4.953	6.048	7.000	6.290	4.200

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Stunden	320	70	35	18	9	9	9	9	9	9
Kilowatt	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Kilowatt pro Stunde	3.200	700	350	180	90	90	90	90	90	90

Kilowattstunden pro Jahr	<b>40.282</b>
--------------------------	---------------

Tabelle 29: Berechnung Kilowattstunden pro Jahr bei 120% Windaufkommen

Bei 120 % Windaufkommen ist mit einer Leistung von 40.282 Kilowattstunden pro Jahr zu rechnen.

**Ertragsermittlung bei 120 % Windaufkommen**

Für die ersten 13 Jahre ist, wie in folgender Berechnung zu sehen, mit einem Betrag von 3.501,90 Euro zu rechnen.

Jahresertrag (Einspeisevertrag) = Kilowattstunden pro Jahr × Einspeisetarif in €

Jahresertrag (Einspeisevertrag) = 40.282 × 0,095 € = 3.501,90 €

Die Erträge bei 120 % Windaufkommen für die Betriebsjahre 14 – 20 sind der Tabelle 30 zu entnehmen.

Jahr	14	15	16	17	18	19	20
Marktpreis in Cent	6,47	6,60	6,73	6,86	7,00	7,14	7,28
Verkaufter Strom in Kilowattstunden	37.282	37.282	37.282	37.282	37.282	37.282	37.282
Ertrag Stromverkauf €	<b>2.411</b>	<b>2.459</b>	<b>2.509</b>	<b>2.559</b>	<b>2.610</b>	<b>2.662</b>	<b>2.716</b>
Endkundenpreis in Cent	23,29	23,75	24,23	24,71	25,20	25,71	26,22
Eigenverbrauch in Kilowattstunden	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Ersparnis durch Eigenverbrauch in €	<b>699</b>	<b>713</b>	<b>727</b>	<b>741</b>	<b>756</b>	<b>771</b>	<b>787</b>
Jahresergebnis	<b>3.110</b>	<b>3.172</b>	<b>3.235</b>	<b>3.300</b>	<b>3.366</b>	<b>3.434</b>	<b>3.502</b>

Tabelle 30: Berechnung Jahresergebnis der Jahre 14 bis 20 bei 120% Windaufkommen

### **Kapitalwertentwicklung bei 120 % Windaufkommen**

Bei 120 % Windaufkommen amortisiert sich die Anlage nach 7,04 Jahren.

Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Kapitalwert in €	-20.884	-17.662	-14.504	-11.407	-8.371	-5.483	-2.652	123	2.844	4.035

Jahr	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Kapitalwert in €	6.731	9.374	11.965	14.041	16.118	18.125	20.136	22.151	24.168	26.189

Tabelle 31: Kapitalwertentwicklung bei 120 % Windaufkommen <sup>51</sup>

### **Kritischer Wert**

Um eine Amortisationszeit von 12 Jahren zu halten, benötigt man in Verbindung mit dem Einspeisetarif von 9,5 Cent, eine jährliche Produktion von 27.531 Kilowattstunden. Das entspricht einer Jahresdurchschnittsgeschwindigkeit von 4,89 Metern pro Sekunde (siehe dazu Tabelle 32).

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	0-1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Stunden	99	600	1.300	2.200	1.900	1.300	600	299	208	120
Kilowatt	0	1	1	2	3	4	5	7	9	10
Kilowatt pro Stunde	0	420	1.820	4.620	5.700	5.330	3.240	2.093	1.768	1.200

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Stunden	44	18	9	9	9	9	9	9	9	9
Kilowatt	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Kilowatt pro Stunde	440	180	90	90	90	90	90	90	90	90

Kilowattstunden pro Jahr	27.531
--------------------------	--------

Tabelle 32: Berechnung Kilowattstunden pro Jahr bei 96 % Windaufkommen

<sup>51</sup> Detailberechnung siehe Anhang 16



Diagramm 8 zeigt eine mögliche Windverteilung bei 4,65 Metern pro Sekunde Jahresdurchschnittsgeschwindigkeit.

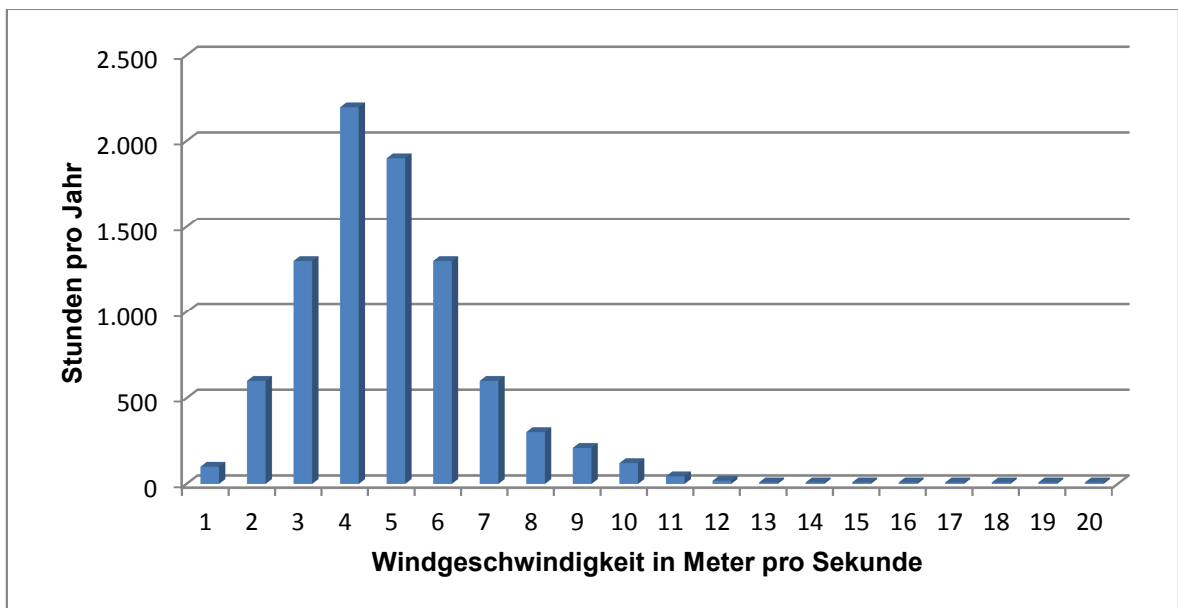


Diagramm 8: 96 % Windaufkommen

### Kapitalwertentwicklung bei 96 % Windaufkommen

Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Kapitalwert in €	-21.753	-19.383	-17.060	-14.782	-12.549	-10.449	-8.389	-6.370	-4.391	-3.927
Jahr	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Kapitalwert in €	-1.944	0	1.906	3.524	5.145	6.695	8.248	9.805	11.365	12.929

Tabelle 33: Kapitalwertentwicklung bei 96 % Windaufkommen<sup>52</sup>

<sup>52</sup> Detailberechnung siehe Anhang 17

### Zusammenfassung

Eine Veränderung des Windaufkommens muss als sehr hohes Risiko angesehen werden, da sich bereits durch geringe Veränderungen die Amortisationszeit drastisch erhöhen kann. Sollte das Windaufkommen unter 96 % der geplanten Jahresdurchschnittsgeschwindigkeit sinken, würde sich die Anlage nicht mehr nach 12 Jahren amortisieren. Die Differenz der Amortisationszeit zwischen 80 % und 120 % Windaufkommen liegt bei über 8 Jahren.

Jahr	Kapitalwert in € bei 80% Wind	Kapitalwert in € bei 100% Wind	Kapitalwert in € bei 120 % Wind	Kapitalwert in € bei 96 % Wind
0	-24.170	-24.170	-24.170	-24.170
1	-22.320	-21.485	-20.884	-21.753
2	-20.506	-18.853	-17.662	-19.383
3	-18.728	-16.272	-14.504	-17.060
4	-16.984	-13.743	-11.407	-14.782
5	-15.275	-11.262	-8.371	-12.549
6	-13.688	-8.919	-5.483	-10.448
7	-12.133	-6.622	-2.652	-8.389
8	-10.607	-4.370	123	-6.370
9	-9.112	-2.163	2.844	-4.391
10	-9.123	-1.475	4.035	-3.927
11	-7.605	728	6.731	-1.944
12	-6.117	2.887	9.374	0
13	-4.658	5.004	11.965	1.906
14	-3.339	6.765	14.041	3.524
15	-2.017	8.528	16.118	5.144
16	-765	10.221	18.125	6.695
17	490	11.918	20.136	8.248
18	1.748	13.617	22.151	9.805
19	3.009	15.321	24.168	11.365
20	4.275	17.027	26.189	12.929

Tabelle 34: Zusammenfassung der Kapitalwerte bei Variation des Windaufkommens <sup>53</sup>

<sup>53</sup> Detailberechnung siehe Anhang 15-17

## 9.4 Veränderung Windverteilung

Die Analyse über die Veränderung der Windverhältnisse soll zeigen, dass die Berechnung der Jahresertragsmenge mittels der durchschnittlichen Jahreswindgeschwindigkeit ungenau sein kann. Es wird von Anlagenherstellern sehr oft angegeben, dass die Anlagen bei einer gewissen durchschnittlichen Jahreswindgeschwindigkeit einen kalkulierbaren Ertrag liefern. Des Weiteren wird untersucht, in wie fern die Verteilung der Windgeschwindigkeiten einen Einfluss auf die erzeugte Jahresenergiemenge hat. Als Ausgangspunkt wird die durchschnittliche Jahreswindgeschwindigkeit von 5,06 Metern pro Sekunde, welche am Standort des Projektierers auftritt, angenommen. Zusätzlich zur tatsächlichen Normalverteilung wie in Diagramm 1 gezeigt, werden zwei weitere Verteilungen angenommen.

### Variante A

Diagramm 9 zeigt die Häufigkeitsverteilung „Windgeschwindigkeiten Variante A“. Die Windgeschwindigkeiten sind zwar anders verteilt als sie tatsächlich auftreten, haben bei der Normalverteilung jedoch die idente Jahresdurchschnittsgeschwindigkeit von 5,06 Metern pro Sekunde.

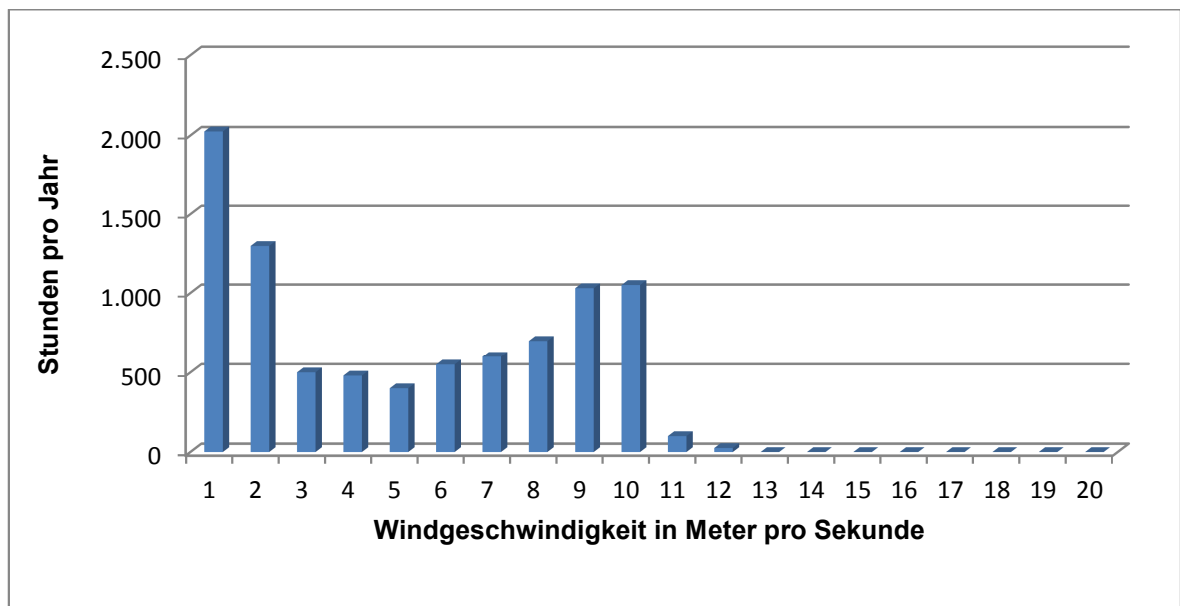


Diagramm 9: Häufigkeitsverteilung Windgeschwindigkeiten Variante A

Die Berechnung, bei einer Verteilung wie in Diagramm 9 gezeigt, ergibt eine Jahresleistung von 34.718 Kilowattstunden (siehe Tabelle 35).

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	0-1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Stunden	2.025	1.300	500	480	400	550	600	700	1.030	1.050
Kilowatt	0	1	1	2	3	4	5	7	9	10
Kilowatt pro Stunde	0	910	700	1.008	1.200	2.255	3.240	4.900	8.755	10.500

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Stunden	100	25	0	0	0	0	0	0	0	0
Kilowatt	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Kilowatt pro Stunde	1.000	250	0	0	0	0	0	0	0	0

Kilowattstunden pro Jahr	34.718
-----------------------------	--------

Tabelle 35: Berechnung Kilowattstunden pro Jahr bei Windverteilung Variante A

Für die ersten 13 Jahre ist, wie in folgender Berechnung zu sehen, mit einem Betrag von 3.298,21 Euro pro Jahr zu rechnen.

Jahresertrag (Einspeisevertrag) = Kilowattstunden pro Jahr × Einspeisetarif in €

Jahresertrag (Einspeisevertrag) = 34.718 × 0,095 € = 3.298,21 €

Die Erträge bei der Häufigkeitsverteilung von Variante A für die Betriebsjahre 14 – 20 sind der Tabelle 36 zu entnehmen.

Jahr	14	15	16	17	18	19	20
Marktpreis in Cent	6,47	6,60	6,73	6,86	7,00	7,14	7,28
Verkaufter Strom in Kilowattstunden	31.718	31.718	31.718	31.718	31.718	31.718	31.718
Ertrag Stromverkauf €	2.052	2.092	2.134	2.177	2.221	2.265	2.310
Endkundenpreis in Cent	23,29	23,75	24,23	24,71	25,20	25,71	26,22
Eigenverbrauch in Kilowattstunden	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Ersparnis durch Eigenverbrauch in €	699	713	727	741	756	771	787
Jahresergebnis	2.750	2.805	2.861	2.918	2.977	3.036	3.097

Tabelle 36: Berechnung Jahresergebnis der Jahre 14 bis 20 bei der Windverteilung Variante A

**Variante B**

Diagramm 10 zeigt die Häufigkeitsverteilung „Windgeschwindigkeiten Variante B“. Die Windgeschwindigkeiten sind, wie bei Variante A, anders verteilt, jedoch ist die Jahresdurchschnittsgeschwindigkeit von 5,06 Metern pro Sekunde bei Variante B dieselbe, wie die tatsächliche Normalverteilung bei Variante A.

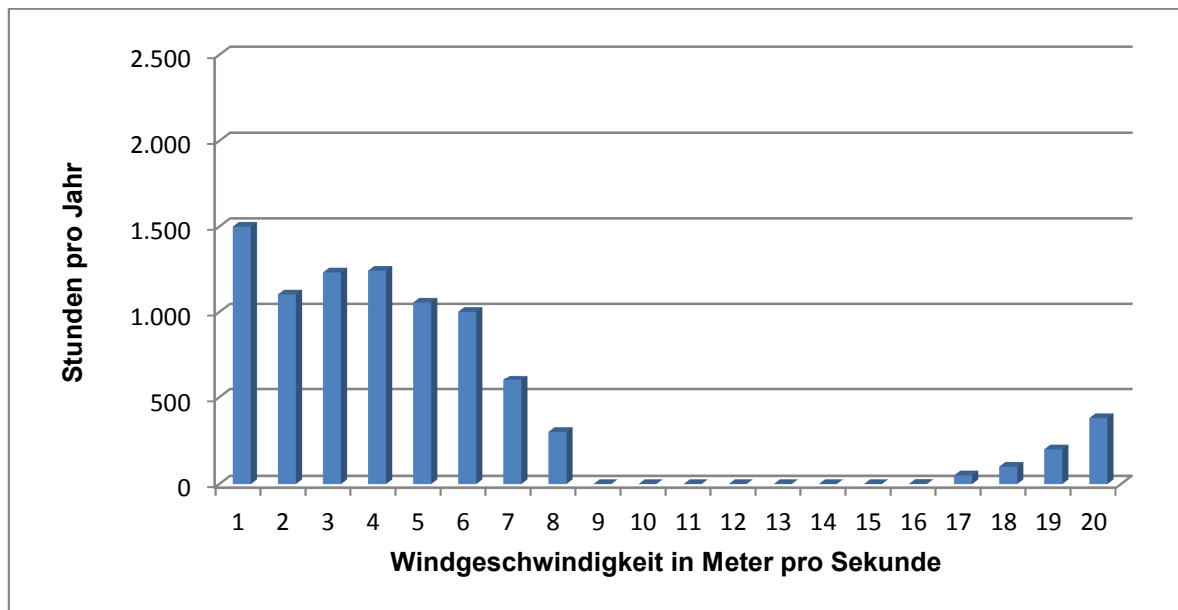


Diagramm 10: Häufigkeitsverteilung Windgeschwindigkeiten Variante B

Die Berechnung, bei einer Verteilung wie in Diagramm 10 gezeigt, ergab 25.022 Kilowattstunden Jahresleistung.

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	0-1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Stunden	1.500	1.102	1.230	1.240	1.055	1.001	601	300	0	0
Kilowatt	0	1	1	2	3	4	5	7	9	10
Kilowatt pro Stunde	0	771	1.722	2.604	3.165	4.104	3.245	2.100	0	0

Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Stunden	0	0	0	0	0	1	50	100	200	380
Kilowatt	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Kilowatt pro Stunde	0	0	0	0	0	10	500	1.000	2.000	3.800

Kilowattstunden pro Jahr	25.022
--------------------------	--------

Tabelle 37: Berechnung Kilowattstunden pro Jahr bei Windverteilung Variante B

Für die ersten 13 Jahre ist, wie in folgender Berechnung zu sehen, mit einem Betrag von 2.377,10 Euro pro Jahr zu rechnen.

Jahresertrag (Einspeisevertrag) = Kilowattstunden pro Jahr × Einspeisetarif in €

Jahresertrag (Einspeisevertrag) = 25.022 × 0,095 € = 2.377,1 €

Die Erträge bei der Häufigkeitsverteilung von Variante A für die Betriebsjahre 14 – 20 sind der Tabelle 38 zu entnehmen.

Jahr	14	15	16	17	18	19	20
Marktpreis in Cent	6,47	6,60	6,73	6,86	7,00	7,14	7,28
Verkaufter Strom in Kilowattstunden	22.022	22.022	22.022	22.022	22.022	22.022	22.022
Ertrag Stromverkauf €	1.424	1.453	1.482	1.512	1.542	1.573	1.604
Endkundenpreis in Cent	23,29	23,75	24,23	24,71	25,20	25,71	26,22
Eigenverbrauch in Kilowattstunden	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Ersparnis durch Eigenverbrauch in €	699	713	727	741	756	771	787
Jahresergebnis	2.123	2.165	2.209	2.253	2.298	2.344	2.391

Tabelle 38: Berechnung Jahresergebnis der Jahre 14 bis 20 bei der Windverteilung Variante B

Diagramm 11 zeigt eine Zusammenfassung der drei verschiedenen Häufigkeitsverteilungen. Jede Verteilung erreicht eine Jahresdurchschnittsgeschwindigkeit von 5,06 Metern pro Sekunde, jedoch erzeugen alle drei Varianten unterschiedlich hohe Jahresleistungen. Die Normalverteilung erzeugt 30.450 Kilowattstunden pro Jahr, Variante A 34.718 Kilowattstunden und Variante B 25.022 Kilowattstunden jährlich. Im konkreten Fall wird bei Windverteilung nach Variante B um 9.696 Kilowattstunden weniger Leistung produziert. Ausgehend von der Normalverteilung von 30.450 Kilowattstunden pro Jahr, welche einer Jahresleistung von 100 % entspricht, erzeugt die Anlage bei einer Windverteilung wie bei Variante B um 32 % weniger elektrische Leistung bei gleicher Jahresdurchschnittsgeschwindigkeit.

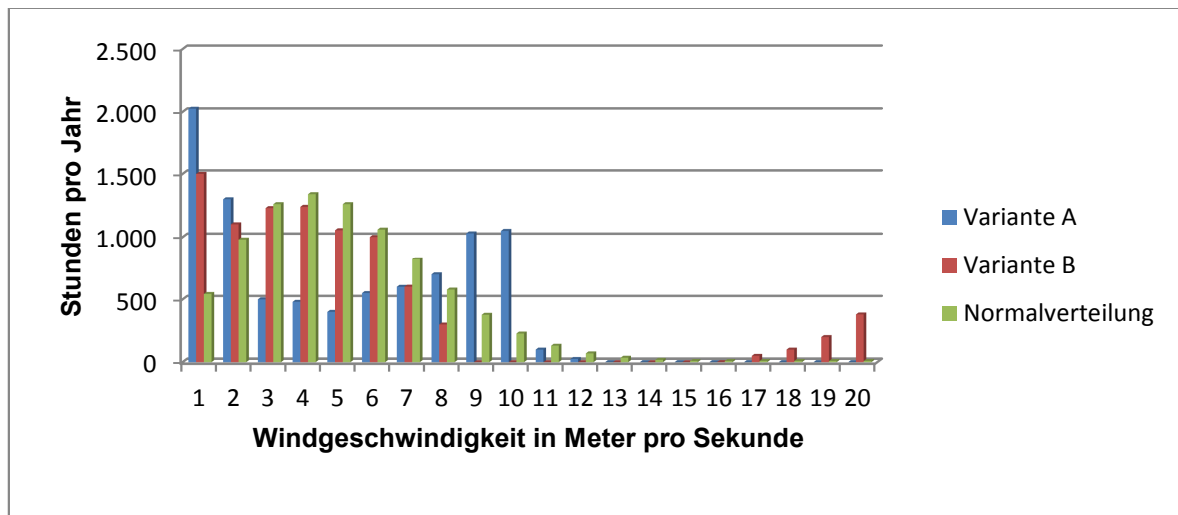


Diagramm 11: Zusammenfassung der verschiedenen Häufigkeitsverteilungen

### Zusammenfassung der Kapitalwerte

Bei der Betrachtung der Kapitalwerte in Tabelle 39 wird deutlich, welchen entscheidenden Unterschied diese beiden Varianten aufweisen. Bei Variante A amortisiert sich die Anlage nach circa 8,5 Jahren, bei Variante B erst nach circa 13,5 Jahren.

Jahr	Kapitalwert Variante A	Kapitalwert Normalverteilung	Kapitalwert Variante B
0	-24.170	-24.170	-24.170
1	-21.084	-21.485	-21.987
2	-18.058	-18.853	-19.846
3	-15.091	-16.272	-17.747
4	-12.183	-13.743	-15.690
5	-9.331	-11.262	-13.673
6	-6.624	-8.919	-11.784
7	-3.971	-6.622	-9.932
8	-1.369	-4.370	-8.117
9	1.181	-2.163	-6.337
10	2.205	-1.475	-6.068
11	4.737	728	-4.277
12	7.220	2.887	-2.521
13	9.653	5.004	-800
14	11.624	6.765	703
15	13.597	8.528	2.200
16	15.499	10.221	3.627
17	17.404	11.918	5.057
18	19.313	13.617	6.491
19	21.226	15.321	7.929
20	23.142	17.027	9.369

Tabelle 39: Zusammenfassung der Kapitalwerte bei Variation der Windverteilung<sup>54</sup>

<sup>54</sup> Detailberechnung siehe Anhang 18 und 19

## **10 Schlussbetrachtung**

In folgendem Kapitel werden mögliche Risiken, welche bei der Sensitivitätsanalyse aufgezeigt wurden, zusammengefasst, Konsequenzen erörtert und Maßnahmen gesetzt.

### **10.1 Marktpreis und Variation von Eigenbedarf**

#### **10.1.1 Risiko und Konsequenz**

Sollte man den geförderten Einspeisetarif von 9,5 Cent nicht erhalten würde sich die Amortisationszeit erheblich steigern. Bei einem Normalverbrauch von 3.000 Kilowattstunden pro Jahr würde sich die Anlage erst nach 14,9 Jahren, also 4,2 Jahre später, amortisieren.

#### **10.1.2 Maßnahmen**

Um sich gegen einen erheblichen Ausfall von Einnahmen abzusichern sollte mit einer Projektierung erst nach fixer Zusage und vertraglicher Absicherung eines Einspeisevertrages begonnen werden.

Würde man einen solchen Einspeisevertrag nicht erhalten, müssten durch andere Maßnahmen Einnahmen lukriert werden. Eine Möglichkeit wäre Kooperationen mit Anrainern oder Unternehmen zu schließen. Diese könnten Energie abnehmen und würden damit den Eigenbedarf erhöhen. 212,5 % bzw. 6.374 Kilowattstunden müssten in Eigenverbrauch oder mit Kooperationen verbraucht werden, um eine Amortisationszeit von 12 Jahren halten zu können. Um die kalkulierte Amortisationszeit von 10,7 Jahren zu halten, muss der Eigenbedarfsanteil bei 281,8 % bzw. 8.453 Kilowattstunden pro Jahr liegen.

### **10.2 Einspeisetarif und Variation von Eigenbedarf**

#### **10.2.1 Risiko und Konsequenz**

Variation Eigenbedarf kann als geringes Risiko angesehen werden. Bei einem, sehr unwahrscheinlichen, kompletten Ausfall des Eigenbedarfs, würde sich die Anlage, aufgrund des Einspeisevertrages, auch nach 10,7 Jahren amortisieren und nach 20 Jahren einen Kapitalwert von 14.531 Euro haben.



### **10.2.2 Maßnahmen**

Aufgrund der geringen Konsequenzen sind dahingehend auch keine Maßnahmen zu setzen.

## **10.3 Veränderung Windverhältnisse**

### **10.3.1 Risiko und Konsequenz**

Die Aufzeichnung der Winddaten über ein halbes Jahr sind durchaus eine gute Basis. Es kann aber nicht ausgeschlossen werden, dass die Ergebnisse, durch ein erhöhtes Windaufkommen im Zeitraum der Messung, verfälscht wurden. Es kann mit Sicherheit nicht davon ausgegangen werden, dass jedes Jahr das gleiche Windaufkommen herrscht. Schon 4 % weniger Wind würde die Amortisation auf 12 Jahre verlängern. Bei 20 % verringertem Windaufkommen würde die Amortisation sogar auf über 16,6 Jahre steigen. Wobei ein Jahr mit 20 % Windunterschied nur in extremsten Fällen auftritt und daher ausgeschlossen werden kann.

### **10.3.2 Maßnahmen**

Um dieses Risiko zu minimieren könnte die Messung zum Beispiel auf drei Jahre ausgedehnt werden und die Anlage dann mit dem Mittelwert kalkuliert werden. Die Nachteile einer dreijährigen Messung sind die verspätete Projektierung der Anlage, sowie die notwendigen umfangreichen Aufzeichnungen und Auswertungen.

## **10.4 Veränderung Windverteilung**

### **10.4.1 Risiko und Konsequenz**

Das Risiko bei der Windverteilung besteht darin, dass die aufgezeichneten Winddaten nicht korrekt bzw. ungenau ausgewertet werden. Kapitel 9.4 zeigt, dass eine falsche Auswertung erhebliche Einbußen bei den Einnahmen zur Folge haben kann. Im schlimmsten Fall könnte eine Anlage nicht wirtschaftlich betrieben werden. Im exemplarischen Fall von Kapitel 9.4 würde die Amortisationszeit zwischen 8,5 Jahren bei Variante A und 13,5 Jahren bei Variante B variieren.

### **10.4.2 Maßnahmen**

Eine Möglichkeit wäre die Datenauswertung durch externe Partner. Das war in diesem Fall zuerst angedacht, wurde aber aufgrund der hohen Kosten wieder verworfen. Eine weitere Option das Risiko einer fehlerhaften und ungenauen Auswertung zu minimieren, wäre die Auswertung der Daten durch mehrere Personen, sowie wiederholtes Überprüfen der Ergebnisse.

## 11 Zusammenfassung

Ziel der vorliegenden Arbeit war es, für einen Standort die Projektierung einer Kleinwindkraftanlage zu analysieren und wirtschaftlich zu untersuchen. Ausgangslage war ein Standort in der Steiermark / Österreich. Grundlage der Untersuchung war eine Windkraftanlage mit 15 kW Nennleistung und eine Anlage mit 50 % niedrigerer Nennleistung. Nach gründlicher Begutachtung fiel die Wahl auf die Anlage mit 10 kW Nennleistung. Ausschlaggebend für diese Entscheidung war die Leistungskennlinie der Anlage, welche optimal zum gegebenen Wind passte.

Die Amortisationszeit von 12,8 Jahren erschien sehr lange und es musste ein Weg gefunden werden die Wirtschaftlichkeit der Anlage zu erhöhen. Nach Betrachtung der einzelnen Posten konnten Kosten eingespart werden und die Amortisationszeit auf 10,7 Jahren verkürzt werden.

Ausgehend von der Wirtschaftlichkeit nach der Einsparung wurden die Amortisationszeit und der Kapitalwert im Zuge einer Sensitivitätsanalyse betrachtet. Dabei wurden vier Szenarien angenommen:

- Marktpreis und Variation von Eigenbedarf
- Einspeisetarif und Variation von Eigenbedarf
- Veränderung der Windverhältnisse und
- Veränderung der Windverteilung

Diese vier Szenarien wurden als klare Risikofaktoren angesehen.

Um den daraus resultierenden Konsequenzen entgegen zu wirken, wurden Maßnahmen gesetzt und Möglichkeiten gefunden diese Risiken zu minimieren.

Fazit dieser Arbeit ist, dass ein Kleinwindkraftwerk durchaus wirtschaftlich betrieben werden kann, wenn die Anlage auf die gegebenen Möglichkeiten optimal abgestimmt wird.

## Anhang

### Anhang 1: Kosten Anlage B nach Einsparung

<b>Gondel und Maschinensatz</b>		
Gondel Windturbine	7.200	€
Datenaufzeichnung	800	€
Netzeinspeiserichter	1.800	€
<b>Turm</b>		
Turm inklusive Leiter und Plattform	2.000	€
Anker Bolzen und Schablone für Bolzen	1.020	€
Lackierung	600	€
<b>Fundament</b>		
Fundamentstatik und Fundamentpläne	1.000	€
40 m³ Beton	3.200	€
Baggerarbeiten	200	€
<b>Sonstige Kosten</b>		
Transport	600	€
Drei Tage Montage und Inbetriebnahme	1.500	€
<b>Summe Anlage A</b>	<b>19.920</b>	<b>€</b>
Netzanschluss	3.000	€
Geländeerschließung	400	€
Planung und Genehmigung	350	€
Standortanalyse	500	€
<b>Summe standortbezogene Kosten</b>	<b>4.250</b>	<b>€</b>
<b>Kosten Projekt B</b>	<b>24.170</b>	<b>€</b>

## Anhang 2: Ertragsermittlung zum Marktpreis mit Eigenbedarfsanteil - Anlage B

100 % Eigenbedarfsanteil																				
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Marktpreis in Cent	5,00	5,10	5,20	5,31	5,41	5,52	5,63	5,74	5,86	5,98	6,10	6,22	6,34	6,47	6,60	6,73	6,86	7,00	7,14	7,28
Verkaufter Strom in Kilowattstunden	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450	27.450
Ertrag Stromverkauf in €	1.373	1.400	1.428	1.456	1.486	1.515	1.546	1.576	1.608	1.640	1.673	1.707	1.741	1.775	1.811	1.847	1.884	1.922	1.960	1.999
Endkundenpreis in Cent	18,00	18,36	18,73	19,10	19,48	19,87	20,27	20,68	21,09	21,51	21,94	22,38	22,83	23,29	23,75	24,23	24,71	25,20	25,71	26,22
Eigenverbrauch in Kilowattstunden	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Ersparnis durch	540	551	562	573	585	596	608	620	633	645	658	671	685	699	713	727	741	756	771	787
Jahresergebnis	1.913	1.951	1.990	2.030	2.070	2.111	2.154	2.197	2.241	2.285	2.331	2.378	2.425	2.474	2.523	2.574	2.625	2.678	2.731	2.786
150 % Eigenbedarfsanteil																				
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Marktpreis in Cent	5,00	5,10	5,20	5,31	5,41	5,52	5,63	5,74	5,86	5,98	6,10	6,22	6,34	6,47	6,60	6,73	6,86	7,00	7,14	7,28
Verkaufter Strom in Kilowattstunden	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950	25.950
Ertrag Stromverkauf in €	1.298	1.323	1.350	1.377	1.404	1.432	1.461	1.490	1.520	1.551	1.582	1.613	1.645	1.678	1.712	1.746	1.781	1.817	1.853	1.890
Endkundenpreis in Cent	18,00	18,36	18,73	19,10	19,48	19,87	20,27	20,68	21,09	21,51	21,94	22,38	22,83	23,29	23,75	24,23	24,71	25,20	25,71	26,22
Eigenverbrauch in Kilowattstunden	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500
Ersparnis durch	810	826	843	860	877	894	912	930	949	968	987	1.007	1.027	1.048	1.069	1.090	1.112	1.134	1.157	1.180
Jahresergebnis	2.108	2.150	2.193	2.236	2.281	2.327	2.373	2.421	2.469	2.519	2.569	2.620	2.673	2.726	2.781	2.836	2.893	2.951	3.010	3.070
50 % Eigenbedarfsanteil																				
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Marktpreis in Cent	5,00	5,10	5,20	5,31	5,41	5,52	5,63	5,74	5,86	5,98	6,10	6,22	6,34	6,47	6,60	6,73	6,86	7,00	7,14	7,28
Verkaufter Strom in Kilowattstunden	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950	28.950
Ertrag Stromverkauf in €	1.448	1.476	1.506	1.536	1.567	1.598	1.630	1.663	1.696	1.730	1.765	1.800	1.836	1.872	1.910	1.948	1.987	2.027	2.067	2.109
Endkundenpreis in Cent	18,00	18,36	18,73	19,10	19,48	19,87	20,27	20,68	21,09	21,51	21,94	22,38	22,83	23,29	23,75	24,23	24,71	25,20	25,71	26,22
Eigenverbrauch in Kilowattstunden	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
Ersparnis durch	270	275	281	287	292	298	304	310	316	323	329	336	342	349	356	363	371	378	386	393
Jahresergebnis	1.718	1.752	1.787	1.823	1.859	1.896	1.934	1.973	2.012	2.052	2.094	2.136	2.178	2.222	2.266	2.311	2.358	2.405	2.453	2.502
0 % Eigenbedarfsanteil																				
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Marktpreis in Cent	5,00	5,10	5,20	5,31	5,41	5,52	5,63	5,74	5,86	5,98	6,10	6,22	6,34	6,47	6,60	6,73	6,86	7,00	7,14	7,28
Verkaufter Strom in Kilowattstunden	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450	30.450
Ertrag Stromverkauf in €	1.523	1.553	1.584	1.616	1.648	1.681	1.715	1.749	1.784	1.819	1.856	1.893	1.931	1.970	2.009	2.049	2.090	2.132	2.174	2.218
Endkundenpreis in Cent	18,00	18,36	18,73	19,10	19,48	19,87	20,27	20,68	21,09	21,51	21,94	22,38	22,83	23,29	23,75	24,23	24,71	25,20	25,71	26,22
Eigenverbrauch in Kilowattstunden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ersparnis durch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jahresergebnis	1.523	1.553	1.584	1.616	1.648	1.681	1.715	1.749	1.784	1.819	1.856	1.893	1.931	1.970	2.009	2.049	2.090	2.132	2.174	2.218
200 % Eigenbedarfsanteil																				
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Marktpreis in Cent	5	5,1	5,2	5,31	5,41	5,52	5,63	5,74	5,86	5,98	6,1	6,22	6,34	6,47	6,6	6,73	6,86	7	7,14	7,28
Verkaufter Strom in Kilowattstunden	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450	24.450
Ertrag Stromverkauf in €	1.223	1.247	1.271	1.298	1.323	1.350	1.377	1.403	1.433	1.462	1.491	1.521	1.550	1.582	1.614	1.645	1.677	1.712	1.746	1.780
Endkundenpreis in Cent	18	18,36	18,73	19,1	19,48	19,87	20,27	20,68	21,09	21,51	21,94	22,38	22,83	23,29	23,75	24,23	24,71	25,2	25,71	26,22
Eigenverbrauch in Kilowattstunden	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Ersparnis durch	1.080	1.102	1.124	1.146	1.169	1.192	1.216	1.241	1.265	1.291	1.316	1.343	1.370	1.397	1.425	1.454	1.483	1.512	1.543	1.573
Jahresergebnis	2.303	2.349	2.395	2.444	2.492	2.542	2.593	2.644	2.698	2.753	2.808	2.864	2.920	2.979	3.039	3.099	3.160	3.224	3.288	3.353

**Anhang 3:** Berechnung Kapitalwerte bei Marktpreis und 0 % Eigenbedarf

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	1.523,0	-150,0	1.373,0	0,980	1.346,08	-22.823,92
	2	1.553,0	-150,0	1.403,0	0,961	1.348,52	-21.475,40
	3	1.584,0	-150,0	1.434,0	0,942	1.351,29	-20.124,11
	4	1.616,0	-150,0	1.466,0	0,924	1.354,36	-18.769,75
	5	1.648,0	-150,0	1.498,0	0,906	1.356,78	-17.412,97
	6	1.681,0	-250,0	1.431,0	0,888	1.270,69	-16.142,28
	7	1.715,0	-250,0	1.465,0	0,871	1.275,37	-14.866,91
	8	1.749,0	-250,0	1.499,0	0,853	1.279,38	-13.587,53
	9	1.784,0	-250,0	1.534,0	0,837	1.283,58	-12.303,95
	10	1.819,0	-2.050,0	-231,0	0,820	-189,50	-12.493,45
	11	1.856,0	-150,0	1.706,0	0,804	1.372,07	-11.121,37
	12	1.893,0	-150,0	1.743,0	0,788	1.374,34	-9.747,03
	13	1.931,0	-150,0	1.781,0	0,773	1.376,77	-8.370,26
	14	1.970,0	-150,0	1.820,0	0,758	1.379,33	-6.990,93
	15	2.009,0	-150,0	1.859,0	0,743	1.381,26	-5.609,66
	16	2.049,0	-250,0	1.799,0	0,728	1.310,47	-4.299,19
	17	2.090,0	-250,0	1.840,0	0,714	1.314,06	-2.985,13
	18	2.132,0	-250,0	1.882,0	0,700	1.317,70	-1.667,43
	19	2.174,0	-250,0	1.924,0	0,686	1.320,69	-346,74
	20	2.218,0	-250,0	1.968,0	0,673	1.324,41	977,67
<b>Summe</b>				<b>€ 7.024,00</b>		<b>€ 977,67</b>	

**Anhang 4:** Berechnung Kapitalwerte bei Marktpreis und 50 % Eigenbedarf

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	1.718,0	-150,0	1.568,0	0,980	1.537,25	-22.632,75
	2	1.752,0	-150,0	1.602,0	0,961	1.539,79	-21.092,95
	3	1.787,0	-150,0	1.637,0	0,942	1.542,58	-19.550,37
	4	1.823,0	-150,0	1.673,0	0,924	1.545,59	-18.004,78
	5	1.859,0	-150,0	1.709,0	0,906	1.547,89	-16.456,88
	6	1.896,0	-250,0	1.646,0	0,888	1.461,60	-14.995,28
	7	1.934,0	-250,0	1.684,0	0,871	1.466,02	-13.529,26
	8	1.973,0	-250,0	1.723,0	0,853	1.470,56	-12.058,70
	9	2.012,0	-250,0	1.762,0	0,837	1.474,36	-10.584,33
	10	2.052,0	-2.050,0	2,0	0,820	1,64	-10.582,69
	11	2.094,0	-150,0	1.944,0	0,804	1.563,49	-9.019,20
	12	2.136,0	-150,0	1.986,0	0,788	1.565,95	-7.453,26
	13	2.178,0	-150,0	2.028,0	0,773	1.567,71	-5.885,55
	14	2.222,0	-150,0	2.072,0	0,758	1.570,32	-4.315,23
	15	2.266,0	-150,0	2.116,0	0,743	1.572,22	-2.743,01
	16	2.311,0	-250,0	2.061,0	0,728	1.501,33	-1.241,68
	17	2.358,0	-250,0	2.108,0	0,714	1.505,45	263,77
	18	2.405,0	-250,0	2.155,0	0,700	1.508,84	1.772,61
	19	2.453,0	-250,0	2.203,0	0,686	1.512,21	3.284,82
	20	2.502,0	-250,0	2.252,0	0,673	1.515,53	4.800,35
Summe				€ 11.761,00		€ 4.800,35	

**Anhang 5:** Berechnung Kapitalwerte bei Marktpreis und 100 % Eigenbedarf

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	1.913,0	-150,0	1.763,0	0,980	1.728,43	-22.441,57
	2	1.951,0	-150,0	1.801,0	0,961	1.731,06	-20.710,50
	3	1.990,0	-150,0	1.840,0	0,942	1.733,87	-18.976,63
	4	2.030,0	-150,0	1.880,0	0,924	1.736,83	-17.239,80
	5	2.070,0	-150,0	1.920,0	0,906	1.739,00	-15.500,80
	6	2.111,0	-250,0	1.861,0	0,888	1.652,51	-13.848,28
	7	2.154,0	-250,0	1.904,0	0,871	1.657,55	-12.190,74
	8	2.197,0	-250,0	1.947,0	0,853	1.661,75	-10.528,99
	9	2.241,0	-250,0	1.991,0	0,837	1.665,98	-8.863,01
	10	2.285,0	-2.050,0	235,0	0,820	192,78	-8.670,23
	11	2.331,0	-150,0	2.181,0	0,804	1.754,10	-6.916,13
	12	2.378,0	-150,0	2.228,0	0,788	1.756,76	-5.159,37
	13	2.425,0	-150,0	2.275,0	0,773	1.758,65	-3.400,72
	14	2.474,0	-150,0	2.324,0	0,758	1.761,30	-1.639,42
	15	2.523,0	-150,0	2.373,0	0,743	1.763,17	123,76
	16	2.574,0	-250,0	2.324,0	0,728	1.692,91	1.816,66
	17	2.625,0	-250,0	2.375,0	0,714	1.696,14	3.512,80
	18	2.678,0	-250,0	2.428,0	0,700	1.699,99	5.212,79
	19	2.731,0	-250,0	2.481,0	0,686	1.703,03	6.915,82
	20	2.786,0	-250,0	2.536,0	0,673	1.706,66	8.622,48
<b>Summe</b>				<b>€ 16.497,00</b>		<b>€ 8.622,48</b>	



**Anhang 6:** Berechnung Kapitalwerte bei Marktpreis und 150 % Eigenbedarf

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	2.108,0	-150,0	1.958,0	0,980	1.919,61	-22.250,39
	2	2.150,0	-150,0	2.000,0	0,961	1.922,34	-20.328,05
	3	2.193,0	-150,0	2.043,0	0,942	1.925,16	-18.402,89
	4	2.236,0	-150,0	2.086,0	0,924	1.927,14	-16.475,75
	5	2.281,0	-150,0	2.131,0	0,906	1.930,11	-14.545,64
	6	2.327,0	-250,0	2.077,0	0,888	1.844,32	-12.701,32
	7	2.373,0	-250,0	2.123,0	0,871	1.848,20	-10.853,12
	8	2.421,0	-250,0	2.171,0	0,853	1.852,93	-9.000,19
	9	2.469,0	-250,0	2.219,0	0,837	1.856,76	-7.143,43
	10	2.519,0	-2.050,0	469,0	0,820	384,74	-6.758,69
	11	2.569,0	-150,0	2.419,0	0,804	1.945,51	-4.813,18
	12	2.620,0	-150,0	2.470,0	0,788	1.947,58	-2.865,60
	13	2.673,0	-150,0	2.523,0	0,773	1.950,36	-915,24
	14	2.726,0	-150,0	2.576,0	0,758	1.952,29	1.037,05
	15	2.781,0	-150,0	2.631,0	0,743	1.954,87	2.991,92
	16	2.836,0	-250,0	2.586,0	0,728	1.883,76	4.875,68
	17	2.893,0	-250,0	2.643,0	0,714	1.887,53	6.763,21
	18	2.951,0	-250,0	2.701,0	0,700	1.891,13	8.654,34
	19	3.010,0	-250,0	2.760,0	0,686	1.894,55	10.548,89
	20	3.070,0	-250,0	2.820,0	0,673	1.897,78	12.446,67
<b>Summe</b>				<b>€ 21.236,00</b>		<b>€ 12.446,67</b>	

**Anhang 7:** Berechnung Kapitalwerte bei Marktpreis und 200 % Eigenbedarf

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	2.303,0	-150,0	2.153,0	0,980	2.110,78	-22.059,22
	2	2.349,0	-150,0	2.199,0	0,961	2.113,61	-19.945,61
	3	2.395,0	-150,0	2.245,0	0,942	2.115,51	-17.830,09
	4	2.444,0	-150,0	2.294,0	0,924	2.119,30	-15.710,79
	5	2.492,0	-150,0	2.342,0	0,906	2.121,22	-13.589,57
	6	2.542,0	-250,0	2.292,0	0,888	2.035,23	-11.554,34
	7	2.593,0	-250,0	2.343,0	0,871	2.039,72	-9.514,62
	8	2.644,0	-250,0	2.394,0	0,853	2.043,26	-7.471,36
	9	2.698,0	-250,0	2.448,0	0,837	2.048,38	-5.422,98
	10	2.753,0	-2.050,0	703,0	0,820	576,70	-4.846,28
	11	2.808,0	-150,0	2.658,0	0,804	2.137,73	-2.708,55
	12	2.864,0	-150,0	2.714,0	0,788	2.139,97	-568,58
	13	2.920,0	-150,0	2.770,0	0,773	2.141,30	1.572,72
	14	2.979,0	-150,0	2.829,0	0,758	2.144,03	3.716,75
	15	3.039,0	-150,0	2.889,0	0,743	2.146,57	5.863,32
	16	3.099,0	-250,0	2.849,0	0,728	2.075,34	7.938,66
	17	3.160,0	-250,0	2.910,0	0,714	2.078,21	10.016,88
	18	3.224,0	-250,0	2.974,0	0,700	2.082,27	12.099,15
	19	3.288,0	-250,0	3.038,0	0,686	2.085,38	14.184,53
	20	3.353,0	-250,0	3.103,0	0,673	2.088,23	16.272,76
<b>Summe</b>				<b>€ 25.977,00</b>		<b>€ 16.272,76</b>	

**Anhang 8:** Kritische Werte – Marktpreis und 212 % Eigenbedarf

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	2.350,5	-150,0	2.200,5	0,980	2.157,35	-22.012,65
	2	2.397,6	-150,0	2.247,6	0,961	2.160,32	-19.852,32
	3	2.446,0	-150,0	2.296,0	0,942	2.163,57	-17.688,75
	4	2.495,0	-150,0	2.345,0	0,924	2.166,42	-15.522,33
	5	2.545,0	-150,0	2.395,0	0,906	2.169,23	-13.353,11
	6	2.596,0	-250,0	2.346,0	0,888	2.083,18	-11.269,93
	7	2.648,0	-250,0	2.398,0	0,871	2.087,60	-9.182,33
	8	2.701,0	-250,0	2.451,0	0,853	2.091,90	-7.090,42
	9	2.755,0	-250,0	2.505,0	0,837	2.096,07	-4.994,35
	10	2.810,0	-2.050,0	760,0	0,820	623,46	-4.370,88
	11	2.866,0	-150,0	2.716,0	0,804	2.184,38	-2.186,51
	12	2.923,0	-150,0	2.773,0	0,788	2.186,49	0,00
	13	2.982,0	-150,0	2.832,0	0,773	2.189,23	2.189,23
	14	3.041,0	-150,0	2.891,0	0,758	2.191,02	4.380,25
	15	3.102,0	-150,0	2.952,0	0,743	2.193,38	6.573,63
	16	3.164,0	-250,0	2.914,0	0,728	2.122,69	8.696,32
	17	3.228,0	-250,0	2.978,0	0,714	2.126,78	10.823,09
	18	3.292,0	-250,0	3.042,0	0,700	2.129,88	12.952,98
	19	3.358,0	-250,0	3.108,0	0,686	2.133,43	15.086,40
	20	3.425,0	-250,0	3.175,0	0,673	2.136,68	17.223,09
<b>Summe</b>				<b>€ 27.155,10</b>		<b>€ 17.223,07</b>	

**Anhang 9:** Kritische Werte – Marktpreis und 281 % Eigenbedarf

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	2.621,4	-150,0	2.471,4	0,980	2.422,94	-21.747,06
	2	2.674,4	-150,0	2.524,4	0,961	2.426,37	-19.320,68
	3	2.727,3	-150,0	2.577,3	0,942	2.428,65	-16.892,04
	4	2.782,0	-150,0	2.632,0	0,924	2.431,56	-14.460,48
	5	2.837,0	-150,0	2.687,0	0,906	2.433,70	-12.026,78
	6	2.894,0	-250,0	2.644,0	0,888	2.347,80	-9.678,98
	7	2.952,0	-250,0	2.702,0	0,871	2.352,25	-7.326,73
	8	3.011,0	-250,0	2.761,0	0,853	2.356,49	-4.970,24
	9	3.071,0	-250,0	2.821,0	0,837	2.360,49	-2.609,75
	10	3.133,0	-2.050,0	1.083,0	0,820	888,44	-1.721,32
	11	3.195,0	-150,0	3.045,0	0,804	2.448,98	727,66
	12	3.259,0	-150,0	3.109,0	0,788	2.451,43	3.179,09
	13	3.324,0	-150,0	3.174,0	0,773	2.453,61	5.632,69
	14	3.391,0	-150,0	3.241,0	0,758	2.456,27	8.088,97
	15	3.459,0	-150,0	3.309,0	0,743	2.458,64	10.547,60
	16	3.528,0	-250,0	3.278,0	0,728	2.387,85	12.935,45
	17	3.598,0	-250,0	3.348,0	0,714	2.391,02	15.326,47
	18	3.670,0	-250,0	3.420,0	0,700	2.394,55	17.721,01
	19	3.744,0	-250,0	3.494,0	0,686	2.398,39	20.119,40
	20	3.819,0	-250,0	3.569,0	0,673	2.401,83	22.521,23
<b>Summe</b>				<b>€ 33.720,10</b>		<b>€ 22.521,23</b>	

**Anhang 10:** Berechnung Kapitalwerte bei Einspeisetarif und 0 % Eigenbedarf

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,980	2.684,80	-21.485,20
	2	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,961	2.632,16	-18.853,04
	3	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,942	2.580,55	-16.272,49
	4	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,924	2.529,95	-13.742,53
	5	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,906	2.480,34	-11.262,19
	6	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,888	2.342,91	-8.919,28
	7	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,871	2.296,97	-6.622,31
	8	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,853	2.251,93	-4.370,37
	9	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,837	2.207,78	-2.162,59
	10	2.888,5	-2.050,0	838,5	0,820	687,86	-1.474,73
	11	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,804	2.202,47	727,74
	12	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,788	2.159,29	2.887,03
	13	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,773	2.116,95	5.003,98
	14	1.970,0	-150,0	1.820,0	0,758	1.379,33	6.383,31
	15	2.009,0	-150,0	1.859,0	0,743	1.381,26	7.764,58
	16	2.049,0	-250,0	1.799,0	0,728	1.310,47	9.075,05
	17	2.090,0	-250,0	1.840,0	0,714	1.314,06	10.389,11
	18	2.132,0	-250,0	1.882,0	0,700	1.317,70	11.706,81
	19	2.174,0	-250,0	1.924,0	0,686	1.320,69	13.027,50
	20	2.218,0	-250,0	1.968,0	0,673	1.324,41	14.351,91
<b>Summe</b>				<b>€ 22.222,50</b>		<b>€ 14.351,91</b>	

**Anhang 11:** Berechnung Kapitalwerte bei Einspeisetarif und 50 % Eigenbedarf

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,980	2.684,80	-21.485,20
	2	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,961	2.632,16	-18.853,04
	3	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,942	2.580,55	-16.272,49
	4	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,924	2.529,95	-13.742,53
	5	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,906	2.480,34	-11.262,19
	6	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,888	2.342,91	-8.919,28
	7	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,871	2.296,97	-6.622,31
	8	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,853	2.251,93	-4.370,37
	9	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,837	2.207,78	-2.162,59
	10	2.888,5	-2.050,0	838,5	0,820	687,86	-1.474,73
	11	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,804	2.202,47	727,74
	12	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,788	2.159,29	2.887,03
	13	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,773	2.116,95	5.003,98
	14	2.222,0	-150,0	2.072,0	0,758	1.570,32	6.574,30
	15	2.266,0	-150,0	2.116,0	0,743	1.572,22	8.146,52
	16	2.311,0	-250,0	2.061,0	0,728	1.501,33	9.647,85
	17	2.358,0	-250,0	2.108,0	0,714	1.505,45	11.153,30
	18	2.405,0	-250,0	2.155,0	0,700	1.508,84	12.662,14
	19	2.453,0	-250,0	2.203,0	0,686	1.512,21	14.174,35
	20	2.502,0	-250,0	2.252,0	0,673	1.515,53	15.689,88
<b>Summe</b>				<b>€ 24.097,50</b>		<b>€ 15.689,88</b>	

**Anhang 12:** Berechnung Kapitalwerte bei Einspeisetarif und 100 % Eigenbedarf

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,980	2.684,80	-21.485,20
	2	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,961	2.632,16	-18.853,04
	3	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,942	2.580,55	-16.272,49
	4	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,924	2.529,95	-13.742,53
	5	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,906	2.480,34	-11.262,19
	6	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,888	2.342,91	-8.919,28
	7	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,871	2.296,97	-6.622,31
	8	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,853	2.251,93	-4.370,37
	9	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,837	2.207,78	-2.162,59
	10	2.888,5	-2.050,0	838,5	0,820	687,86	-1.474,73
	11	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,804	2.202,47	727,74
	12	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,788	2.159,29	2.887,03
	13	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,773	2.116,95	5.003,98
	14	2.474,0	-150,0	2.324,0	0,758	1.761,30	6.765,28
	15	2.523,0	-150,0	2.373,0	0,743	1.763,17	8.528,46
	16	2.574,0	-250,0	2.324,0	0,728	1.692,91	10.221,37
	17	2.625,0	-250,0	2.375,0	0,714	1.696,14	11.917,50
	18	2.678,0	-250,0	2.428,0	0,700	1.699,99	13.617,49
	19	2.731,0	-250,0	2.481,0	0,686	1.703,03	15.320,52
	20	2.786,0	-250,0	2.536,0	0,673	1.706,66	17.027,18
<b>Summe</b>				<b>€ 25.971,50</b>		<b>€ 17.027,18</b>	

**Anhang 13:** Berechnung Kapitalwerte bei Einspeisetarif und 150 % Eigenbedarf

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,980	2.684,80	-21.485,20
	2	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,961	2.632,16	-18.853,04
	3	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,942	2.580,55	-16.272,49
	4	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,924	2.529,95	-13.742,53
	5	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,906	2.480,34	-11.262,19
	6	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,888	2.342,91	-8.919,28
	7	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,871	2.296,97	-6.622,31
	8	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,853	2.251,93	-4.370,37
	9	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,837	2.207,78	-2.162,59
	10	2.888,5	-2.050,0	838,5	0,820	687,86	-1.474,73
	11	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,804	2.202,47	727,74
	12	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,788	2.159,29	2.887,03
	13	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,773	2.116,95	5.003,98
	14	2.726,0	-150,0	2.576,0	0,758	1.952,29	6.956,27
	15	2.781,0	-150,0	2.631,0	0,743	1.954,87	8.911,14
	16	2.836,0	-250,0	2.586,0	0,728	1.883,76	10.794,90
	17	2.893,0	-250,0	2.643,0	0,714	1.887,53	12.682,43
	18	2.951,0	-250,0	2.701,0	0,700	1.891,13	14.573,56
	19	3.010,0	-250,0	2.760,0	0,686	1.894,55	16.468,11
	20	3.070,0	-250,0	2.820,0	0,673	1.897,78	18.365,89
<b>Summe</b>				<b>€ 27.847,50</b>		<b>€ 18.365,89</b>	



**Anhang 14:** Berechnung Kapitalwerte bei Einspeisetarif und 200 % Eigenbedarf

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,980	2.684,80	-21.485,20
	2	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,961	2.632,16	-18.853,04
	3	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,942	2.580,55	-16.272,49
	4	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,924	2.529,95	-13.742,53
	5	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,906	2.480,34	-11.262,19
	6	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,888	2.342,91	-8.919,28
	7	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,871	2.296,97	-6.622,31
	8	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,853	2.251,93	-4.370,37
	9	2.888,5	-250,0	2.638,5	0,837	2.207,78	-2.162,59
	10	2.888,5	-2.050,0	838,5	0,820	687,86	-1.474,73
	11	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,804	2.202,47	727,74
	12	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,788	2.159,29	2.887,03
	13	2.888,5	-150,0	2.738,5	0,773	2.116,95	5.003,98
	14	2.979,0	-150,0	2.829,0	0,758	2.144,03	7.148,01
	15	3.039,0	-150,0	2.889,0	0,743	2.146,57	9.294,58
	16	3.099,0	-250,0	2.849,0	0,728	2.075,34	11.369,92
	17	3.160,0	-250,0	2.910,0	0,714	2.078,21	13.448,14
	18	3.224,0	-250,0	2.974,0	0,700	2.082,27	15.530,41
	19	3.288,0	-250,0	3.038,0	0,686	2.085,38	17.615,79
	20	3.353,0	-250,0	3.103,0	0,673	2.088,23	19.704,02
Summe				€ 29.722,50		€ 19.704,02	

**Anhang 15:** Kapitalwertentwicklung bei 80 % Windaufkommen

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	2.037,1	-150,0	1.887,1	0,980	1.850,10	-22.319,90
	2	2.037,1	-150,0	1.887,1	0,961	1.813,82	-20.506,08
	3	2.037,1	-150,0	1.887,1	0,942	1.778,26	-18.727,82
	4	2.037,1	-150,0	1.887,1	0,924	1.743,39	-16.984,44
	5	2.037,1	-150,0	1.887,1	0,906	1.709,20	-15.275,23
	6	2.037,1	-250,0	1.787,1	0,888	1.586,89	-13.688,34
	7	2.037,1	-250,0	1.787,1	0,871	1.555,78	-12.132,56
	8	2.037,1	-250,0	1.787,1	0,853	1.525,27	-10.607,29
	9	2.037,1	-250,0	1.787,1	0,837	1.495,37	-9.111,92
	10	2.037,1	-2.050,0	-12,9	0,820	-10,58	-9.122,50
	11	2.037,1	-150,0	1.887,1	0,804	1.517,72	-7.604,78
	12	2.037,1	-150,0	1.887,1	0,788	1.487,97	-6.116,81
	13	2.037,1	-150,0	1.887,1	0,773	1.458,79	-4.658,02
	14	1.891,0	-150,0	1.741,0	0,758	1.319,46	-3.338,56
	15	1.929,0	-150,0	1.779,0	0,743	1.321,82	-2.016,74
	16	1.968,0	-250,0	1.718,0	0,728	1.251,47	-765,27
	17	2.007,0	-250,0	1.757,0	0,714	1.254,78	489,51
	18	2.047,0	-250,0	1.797,0	0,700	1.258,19	1.747,70
	19	2.088,0	-250,0	1.838,0	0,686	1.261,66	3.009,36
	20	2.130,0	-250,0	1.880,0	0,673	1.265,19	4.274,55
Summe				€ 10.572,30		€ 4.274,55	

**Anhang 16:** Kapitalwertentwicklung bei 120 % Windaufkommen

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	3.826,8	-150,0	3.676,8	0,980	3.604,70	-20.565,30
	2	3.826,8	-150,0	3.676,8	0,961	3.534,02	-17.031,29
	3	3.826,8	-150,0	3.676,8	0,942	3.464,72	-13.566,57
	4	3.826,8	-150,0	3.676,8	0,924	3.396,79	-10.169,78
	5	3.826,8	-150,0	3.676,8	0,906	3.330,18	-6.839,60
	6	3.826,8	-250,0	3.576,8	0,888	3.176,09	-3.663,51
	7	3.826,8	-250,0	3.576,8	0,871	3.113,81	-549,70
	8	3.826,8	-250,0	3.576,8	0,853	3.052,76	2.503,05
	9	3.826,8	-250,0	3.576,8	0,837	2.992,90	5.495,95
	10	3.826,8	-2.050,0	1.776,8	0,820	1.457,59	6.953,54
	11	3.826,8	-150,0	3.676,8	0,804	2.957,11	9.910,65
	12	3.826,8	-150,0	3.676,8	0,788	2.899,12	12.809,77
	13	3.826,8	-150,0	3.676,8	0,773	2.842,28	15.652,05
	14	3.110,0	-150,0	2.960,0	0,758	2.243,31	17.895,36
	15	3.172,0	-150,0	3.022,0	0,743	2.245,39	20.140,75
	16	3.235,0	-250,0	2.985,0	0,728	2.174,41	22.315,16
	17	3.300,0	-250,0	3.050,0	0,714	2.178,20	24.493,35
	18	3.366,0	-250,0	3.116,0	0,700	2.181,70	26.675,05
	19	3.434,0	-250,0	3.184,0	0,686	2.185,60	28.860,65
	20	3.502,0	-250,0	3.252,0	0,673	2.188,50	31.049,15
Summe				€ 42.897,27		€ 31.049,15	

**Anhang 17:** Kapitalwertentwicklung bei 96 % Windaufkommen

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	2.615,5	-150,0	2.465,5	0,980	2.417,16	-21.752,84
	2	2.615,5	-150,0	2.465,5	0,961	2.369,76	-19.383,07
	3	2.615,5	-150,0	2.465,5	0,942	2.323,30	-17.059,78
	4	2.615,5	-150,0	2.465,5	0,924	2.277,74	-14.782,03
	5	2.615,5	-150,0	2.465,5	0,906	2.233,08	-12.548,95
	6	2.615,5	-250,0	2.365,5	0,888	2.100,50	-10.448,45
	7	2.615,5	-250,0	2.365,5	0,871	2.059,31	-8.389,14
	8	2.615,5	-250,0	2.365,5	0,853	2.018,93	-6.370,20
	9	2.615,5	-250,0	2.365,5	0,837	1.979,35	-4.390,86
	10	2.615,5	-2.050,0	565,5	0,820	463,91	-3.926,95
	11	2.615,5	-150,0	2.465,5	0,804	1.982,91	-1.944,03
	12	2.615,5	-150,0	2.465,5	0,788	1.944,03	0,00
	13	2.615,5	-150,0	2.465,5	0,773	1.905,91	1.905,91
	14	2.285,0	-150,0	2.135,0	0,758	1.618,06	3.523,98
	15	2.331,0	-150,0	2.181,0	0,743	1.620,52	5.144,49
	16	2.378,0	-250,0	2.128,0	0,728	1.550,13	6.694,63
	17	2.425,0	-250,0	2.175,0	0,714	1.553,30	8.247,93
	18	2.474,0	-250,0	2.224,0	0,700	1.557,15	9.805,08
	19	2.523,0	-250,0	2.273,0	0,686	1.560,26	11.365,34
	20	2.574,0	-250,0	2.324,0	0,673	1.563,99	12.929,33
<b>Summe</b>				<b>€ 21.021,54</b>		<b>€ 12.929,33</b>	

**Anhang 18:** Berechnung Kapitalwert bei Windverteilung Variante A

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	3.298,2	-150,0	3.148,2	0,980	3.086,47	-21.083,53
	2	3.298,2	-150,0	3.148,2	0,961	3.025,95	-18.057,58
	3	3.298,2	-150,0	3.148,2	0,942	2.966,62	-15.090,96
	4	3.298,2	-150,0	3.148,2	0,924	2.908,45	-12.182,51
	5	3.298,2	-150,0	3.148,2	0,906	2.851,42	-9.331,09
	6	3.298,2	-250,0	3.048,2	0,888	2.706,71	-6.624,37
	7	3.298,2	-250,0	3.048,2	0,871	2.653,64	-3.970,73
	8	3.298,2	-250,0	3.048,2	0,853	2.601,61	-1.369,12
	9	3.298,2	-250,0	3.048,2	0,837	2.550,60	1.181,48
	10	3.298,2	-2.050,0	1.248,2	0,820	1.023,96	2.205,43
	11	3.298,2	-150,0	3.148,2	0,804	2.531,98	4.737,42
	12	3.298,2	-150,0	3.148,2	0,788	2.482,33	7.219,75
	13	3.298,2	-150,0	3.148,2	0,773	2.433,66	9.653,41
	14	2.750,0	-150,0	2.600,0	0,758	1.970,48	11.623,89
	15	2.805,0	-150,0	2.655,0	0,743	1.972,70	13.596,59
	16	2.861,0	-250,0	2.611,0	0,728	1.901,97	15.498,56
	17	2.918,0	-250,0	2.668,0	0,714	1.905,39	17.403,95
	18	2.977,0	-250,0	2.727,0	0,700	1.909,33	19.313,28
	19	3.036,0	-250,0	2.786,0	0,686	1.912,40	21.225,68
	20	3.097,0	-250,0	2.847,0	0,673	1.915,95	23.141,63
<b>Summe</b>				<b>€ 33.350,60</b>		<b>€ 23.141,63</b>	

**Anhang 19:** Berechnung Kapitalwert bei Windverteilung Variante B

	Jahr	Einnahmen in €	Ausgaben in €	Überschuss in €	Abzinsungs- faktor	Barwert der Überschüsse in €	Kapitalwert in €
	0	0,0	-24.170,0	-24.170,0	1,000	-24.170,00	-24.170,00
	1	2.377,1	-150,0	2.227,1	0,980	2.183,43	-21.986,57
	2	2.377,1	-150,0	2.227,1	0,961	2.140,62	-19.845,95
	3	2.377,1	-150,0	2.227,1	0,942	2.098,65	-17.747,30
	4	2.377,1	-150,0	2.227,1	0,924	2.057,50	-15.689,81
	5	2.377,1	-150,0	2.227,1	0,906	2.017,15	-13.672,65
	6	2.377,1	-250,0	2.127,1	0,888	1.888,80	-11.783,85
	7	2.377,1	-250,0	2.127,1	0,871	1.851,77	-9.932,08
	8	2.377,1	-250,0	2.127,1	0,853	1.815,46	-8.116,62
	9	2.377,1	-250,0	2.127,1	0,837	1.779,86	-6.336,76
	10	2.377,1	-2.050,0	327,1	0,820	268,34	-6.068,42
	11	2.377,1	-150,0	2.227,1	0,804	1.791,17	-4.277,25
	12	2.377,1	-150,0	2.227,1	0,788	1.756,05	-2.521,20
	13	2.377,1	-150,0	2.227,1	0,773	1.721,62	-799,58
	14	2.132,0	-150,0	1.982,0	0,758	1.502,11	702,53
	15	2.165,0	-150,0	2.015,0	0,743	1.497,17	2.199,71
	16	2.209,0	-250,0	1.959,0	0,728	1.427,03	3.626,73
	17	2.253,0	-250,0	2.003,0	0,714	1.430,47	5.057,20
	18	2.298,0	-250,0	2.048,0	0,700	1.433,93	6.491,13
	19	2.344,0	-250,0	2.094,0	0,686	1.437,39	7.928,51
	20	2.391,0	-250,0	2.141,0	0,673	1.440,83	9.369,34
<b>Summe</b>				<b>€ 16.724,30</b>		<b>€ 9.369,34</b>	

## **Literaturverzeichnis**

### **Bücher:**

Domschke, W. & Scholl, A., 2005.

Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre. Berlin: Springer-Verlag.

Götze, U., 2008.

Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. Berlin: Springer-Verlag.

Hau, E., 2002.

Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Berlin: Springer Verlag.

Heier, S., 2007.

Nutzung der Windenergie. Karlsruhe: Solarpraxis AG.

Kaltschmitt, M., Streicher, W. & Wiese, A., 2005.

Erneuerbare Energien. Berlin: Springer Verlag.

Kampus, D., 2006.

Leitfaden zur Beurteilung der Umwelterheblichkeit in der örtlichen Raumplanung. Graz: Amt der Steiermärkischen Landesregierung.

Trechow, P. et al., 2011.

BWE-Marktübersicht spezial - Kleinwindanlagen. Berlin: Bundesverband Windenergie.

### **Fachzeitschriften:**

Neumann, T., Ender, C. & Molly, J., 2002.

Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland 2002. DEWI Magazin, August, S. 6-8.

Scholz, G., 2012.

Wald ist nicht gleich Wald. Windenergie, März, S. 24.

Steindl, G., 2013.

Worauf es beim Repowering ankommt. Windenergie, Jänner, S. 24.

**Gesetze:**

BauG, 1995. Steiermärkisches Baugesetz. Steiermark.

EIWOOG, 2010. Elektrizitätswirtschafts und Organisationsgesetz 2010. Steiermark.

NSchG, 1976. Naturschutzgesetz STMK. Steiermark.

ÖSG, 2012. Ökostromgesetz. Österreich.

StROG, 2010. Steiermärkisches Raumordnungsgesetz. Steiermark.

**Elektronische Quellen:**

Bachhiesl, U., 2005. Energieplan des Landes Steiermark 2005 - 2015, Graz.

Pistotnig, L., 2010. Raumordnung, Graz: Fachabteilung 13B.

**Quellen aus dem Internet:**

IGWindkraft, 2012.

Available at: [http://www.igwindkraft.at/?xmlval\\_ID\\_KEY\[0\]=1047](http://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1047)  
[Zugriff am 18 07 2012].

Available at: [http://www.igwindkraft.at/?xmlval\\_ID\\_KEY\[0\]=1047](http://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1047)  
[Zugriff am 18 07 2012].

Available at: [http://igwindkraft.at/index.php?mdoc\\_id=1000165](http://igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1000165)  
[Zugriff am 17 August 2012].

Stanzer, G., 2012.

Regioenergy. Available at: <http://www.regioenergy.at/windkraft>  
[Zugriff am 24 August 2012].

Wagner , A. & Bockhorni , M., 2012.

AEE - Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE.

Available at:

[http://www.aee.at/aee/index.php?option=com\\_content&view=article&id=238&Itemid=113](http://www.aee.at/aee/index.php?option=com_content&view=article&id=238&Itemid=113)

[Zugriff am 14 August 2012].

Windatlas.at, 2012.

Available at: [http://ispacevm11.researchstudio.at/index\\_v.html](http://ispacevm11.researchstudio.at/index_v.html)  
[Zugriff am 7 August 2012].



## **Selbstständigkeitserklärung**

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht.

Die Arbeit wurde bisher von mir nicht in gleicher oder ähnlicher Form an anderer Stelle schon einmal vorgelegt.

Weiz, am 20.03.2013

Stefan Stebegg